



Universidad Carlos III de Madrid

TESIS DOCTORAL

Coordinación de Protecciones en Redes Eléctricas con Generación Distribuida

Autor:

Daniel Alcalá González

Director/as:

Dra. Hortensia Amarís Duarte

Dra. Mónica Alonso Martínez

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Leganés, Febrero 2016

TESIS DOCTORAL

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES ELÉCTRICAS CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Autor: **Daniel Alcalá González**

Director/as: **Hortensia Amarís Duarte**
Mónica Alonso Martínez

Firma del Tribunal Calificador:

Firma

Presidente

Vocal:

Secretario:

Calificación:

Leganés a 5 de Febrero de 2016

De nada sirven los conocimientos teóricos si no tienen aplicación práctica, como tampoco sirve de nada los conocimientos prácticos si no se conocen los fundamentos teóricos, causas y posibilidades de un dispositivo o una máquina

Paulino Montané Sangrá

*A mis padres,
A Sergio, María y Jorge.
y a mi amor... Blanca.*

Agradecimientos

Me gustaría aprovechar esta página para poner nombre a personas que han resultado importantes para este trabajo, ya sea porque han colaborado directamente en esta tesis o porque simplemente forman parte de mí. A ellas quiero dar las gracias en estas primeras líneas.

A mis directoras de tesis y profesoras Dras Hortensia Elena Amarís Duarte y Mónica Alonso Martínez por su inestimable ayuda y por haberme brindado la oportunidad de realizar esta Tesis. Sus consejos, su apoyo incondicional y su brillante dirección han sido fundamentales para dar forma a este trabajo.

A compañeros y amigos de esta Escuela, Lorena y Alvaro, por ser sobre todo eso, grandes compañeros y amigos. Y especialmente quiero agradecer y dar mil gracias a Luis, compañero de viaje en esta etapa académica, porque además de amigo es maestro, por su bondad y sus enseñanzas en tantas cosas.

No quiero olvidarme de todas aquellas personas de Unión Fenosa e Iberdrola, que me han prestado su ayuda técnica y documental, Ander, Oscar, Javier... Gracias también a la gente del Grupo GES y Espelsa, por su paciencia y consejos recibidos, Fernando, Zurdo, Isabel, Jesús, Ricardo.... Muchas gracias a todos.

A mis padres, Daniel y Luciani, a mi hermano Sergio, a Maria y Jorge mi sobrino, porque mi trabajo y mi día a día tienen mucho de lo que ellos me han dado y me han enseñado. A mi compañera de viaje en esta vida que me toca vivir, gracias Blanca por soportar estos momentos de soledad . . .

A todos ellos (y a muchos otros que olvidé mencionar), les agradezco esas charlas que hicieron más ameno y llevadero el trabajo diario, gracias por todo lo que me han aportado, al menos una motivación para finalizar esta etapa.

Resumen

Actualmente, existen varias Directivas de la Unión Europea que persiguen el objetivo de conseguir una producción de electricidad sostenible en los Estados miembros de la Unión Europea y la promoción de un mayor desarrollo de la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovable con el objetivo de una mayor seguridad y continuidad del suministro eléctrico. La Unión Europea se ha fijado como meta convertirse en el líder mundial en producción de energías renovables con unos indicadores de al menos el 27 % de producción de energía renovable de toda la energía consumida en la Unión Europea para el año 2030. Para poder integrar las expectativas de producción de energía renovable de forma progresiva y eficiente en las redes eléctricas de distribución se deben superar nuevos retos técnicos, regulatorios y económicos.

La integración de la Generación Distribuida en las redes eléctricas tiene, en general, efectos positivos como por ejemplo: minimizar las pérdidas de potencia en las líneas o la mejora de la estabilidad de tensión entre otros. Sin embargo, el rápido crecimiento de la penetración de la generación distribuida en las redes eléctricas hace indispensable realizar cambios en la forma en que las redes de distribución son operadas y protegidas. Efectos tales como el flujo de potencia bidireccional debido a la generación distribuida y su contribución a la corriente de falla son algunos de los principales problemas a los que se enfrentan los esquemas de protección que se encuentran en las redes eléctricas de distribución. En situaciones de alta penetración de energía renovable, los esquemas de protección tradicionales no logran detectar ni aislar las zonas de la red que se encuentran en situaciones de falta y esto es un problema que se encuentra aún sin resolver en las redes eléctricas de distribución.

Los esquemas de coordinación de protecciones que se aplican normalmente en las redes eléctricas de distribución fallan y experimentan una falta de coordinación y un mal funcionamiento en presencia de generación distribuida.

En esta tesis se presenta un algoritmo de protección de relés de sobreintensidad

adaptativo (AORPA) que se ha desarrollado con el fin de proteger a una red eléctrica de distribución con generación distribuida y que es capaz de extender las capacidades de los relés de sobreintensidad tradicionales. El algoritmo desarrollado es capaz de localizar y aislar fallas en el alimentador principal y en las derivaciones de las redes típicas de distribución. El algoritmo AORPA contempla dos etapas: en la primera, el objetivo es localizar la sección bajo falta utilizando medidas de corrientes, en la segunda etapa el algoritmo optimiza el punto de operación de los relés de sobreintensidad digitales para optimizar la coordinación de los relés digitales que se encuentran en la red de distribución. El proceso de optimización tiene en cuenta la coordinación entre los relés de sobrecorriente de varias zonas de protección y minimiza, al mismo tiempo, el tiempo de funcionamiento de cada uno de ellos.

Los Algoritmos desarrollados se plantean para ser implementados en los IEDs (Intelligent Electronic Devices) utilizando las medidas de corriente y tensión disponibles siguiendo la arquitectura de comunicaciones definidas en la norma IEC 61850 para las comunicaciones en las subestaciones eléctricas.

Igualmente, se propone un novedoso sistema de localización de faltas que está basado en mediciones de múltiples terminales con el objetivo de localizar el punto de fallo con la mayor precisión posible. El algoritmo de localización de faltas es una funcionalidad adicional que se implementa en dispositivo de protección del IED. Inicialmente, el algoritmo de localización de faltas identifica una sección/área o zona en falta y posteriormente el algoritmo de protección relé de sobrecorriente adaptativo (AORPA) optimiza el ajuste y la coordinación de los relés de protección digitales para aislar la zona en falta lo antes posible y de la forma más exacta.

La efectividad de los esquemas de protección propuestos se ha probado en redes eléctricas de distribución donde se han estudiado distintas faltas equilibradas y desequilibradas y se han considerado diferentes resistencias de faltas. Los resultados muestran que los algoritmos de protección propuestos son capaces de localizar y aislar fallas en las redes eléctricas de distribución con alta penetración de generación distribuida.

Abstract

Nowadays, there are several EU Directives pursuing the public goal of sustainable electricity in European member states and promoting the further development of electricity production from renewable energy sources by means of safe and reliable system operations. The European Union is committed to becoming the world leader in renewable energy with an EU target of at least 27 % for the share of renewable energy consumed in the EU in 2030. To integrate renewable production progressively and efficiently into distribution power networks new challenges must be faced.

Distributed Generation has positive effects into distribution power networks, such as: minimizing power losses or improving voltage stability among others. However, the rapid integration of distributed generation into power networks requires changes to the way distribution networks are operated and protected. Reversing power flow due to DERs generation and their contribution to fault current are some of the main problems faced by distribution protection schemes. Under this condition, traditional protection schemes fail to detect and to isolate network areas under fault and this is a problem still unsolved at distribution power networks.

Overcurrent relay coordination is one of the protection schemes developed to protect distribution power system. Under the presence of DERs, distributed protection schemes experiment a lack of coordination and malfunction under fault condition.

In this thesis an adaptive overcurrent relay protection algorithm (AORPA) has been developed in order to protect a distribution power network with distributed generation extending the current capabilities of overcurrent relays. The developed algorithm is able to locate and isolate faults in the main feeder and laterals of a distribution power network. The AORPA algorithm works in two stages: in the first one, the objective is to locate the section under fault by current measurements, in the second stage the algorithm optimizes the operation point of the digital overcurrent relays. The AORPA adapts the operation point of overcurrent relay by means of α and TMS optimization

exploiting the whole functionality of digital overcurrent relay. The optimization process takes into account the overcurrent relay coordination between several protection zones and minimize the operating time of the relays.

To deal with the AOPRA objective some IEDs have been incorporated to the power system. To manage the information of the IEDs (monitored voltages and currents) a communication system based in the IEC 61850 has been developed.

Additionally, a novel Fault location process is proposed which is based on multi-terminal measurements aimed at locating the fault with the highest accuracy possible. Fault locator algorithm is a supplementary protection functionality to be applied in the IED protection device. Initially, the fault location algorithm identifies a faulted section and then a fault on this section has to be located by using the adaptive overcurrent relay protection algorithm (AORPA).

The effectivity of the proposed protection schemes has been tested in distribution power networks where balanced and unbalanced faults have been studied considering different resistance faults. Results show that the proposed protection algorithms are able to locate and isolate faults in distribution power networks with high penetration of distributed generation.

Índice

Agradecimientos	XI
Resumen	XIII
Abstract	XV
Tabla de simbología	XXXIX
1. Introducción	1
1.1. Introducción	3
1.2. Objetivos de la tesis	6
1.3. Estructura del documento	7
2. Protecciones eléctricas en redes de distribución con generación distribuida	9
2.1. Introducción	11
2.2. Sistemas de protección de redes eléctricas	11
2.2.1. Funcionamiento básico de los dispositivos de protección	14
2.2.2. Dispositivos de protección en redes eléctricas de distribución.	15
2.3. Generación distribuida en redes de distribución	20
2.3.1. Introducción	20
2.3.2. Impacto de la GD sobre los dispositivos de protección	21
3. Coordinación Clásica de Protecciones	31
3.1. Introducción	33
3.1.1. Coordinación fusible-fusible	33
3.1.2. Coordinación Reenganche-Fusible	34
3.1.3. Coordinación entre relés de protección	35
3.2. Caso de estudio: Coordinación Clásica de Protecciones	36
3.2.1. Características del sistema fotovoltaico conectado a red	37

3.2.2.	Modelo del Generador fotovoltaico en PowerFactory	43
3.2.3.	Relés de protección	46
3.2.4.	Estudio en Régimen Permanente	49
3.2.5.	Estudio en Régimen de cortocircuito	54
4.	Localización de faltas en redes de distribución con GD	67
4.1.	Introducción	69
4.2.	Localización de faltas en redes de distribución	72
4.3.	Metodología propuesta	74
4.3.1.	Etapas Pre-falta (off-line)	74
4.3.2.	Etapas de falta (on-line)	76
4.4.	Caso de estudio	78
4.5.	Arquitectura de comunicaciones para la implementación del localizador de faltas	81
5.	Coordinación avanzada de protecciones	87
5.1.	Introducción	89
5.2.	Smartrelays	90
5.3.	Formulación del problema	91
5.3.1.	Estrategia de coordinación de protecciones mediante programación lineal	92
5.3.2.	Restricciones por criterios de coordinación	93
5.3.3.	Restricciones por ajustes y tiempos de operación de los relés	94
5.3.4.	Restricciones por características del relé	94
5.4.	Implementación de un esquema de protección adaptativa y smartrelay	95
5.4.1.	Teoría de Algoritmos Genéticos	95
5.4.2.	Planteamiento del problema	98
5.4.3.	Formulación del problema	100
5.4.4.	Desarrollo del Algoritmo Genético	101
5.5.	Validación del esquema de protección adaptativa y smartrelay	104
5.5.1.	Alimentador Principal: Falta en F7	104
5.5.2.	Falta en línea Derivada 5	113
5.6.	Análisis de Resultados	117
6.	Sistema Híbrido de Protección Adaptativa	119
6.1.	Introducción	121
6.2.	Algoritmo híbrido de protección avanzada propuesto	121

6.2.1.	AHAFI-Localización	122
6.2.2.	Funcionamiento del algoritmo de protección avanzada AHAFI	124
6.3.	Validación del Algoritmo	126
6.3.1.	Alimentador principal: Falta en F7	127
6.3.2.	Línea derivada 5: Falta en F27	143
7.	Conclusión	151
7.1.	Principales conclusiones y aportaciones de la tesis	153
7.2.	Futuros desarrollos	156
A.		157
Anexo A		157
A.1.	Zonas de protección	158
A.2.	Criterios de ajuste de protecciones	163
B.		171
Anexo B		171
B.1.	Resultados obtenidos por coordinación clásica de protecciones	172
B.1.1.	Alimentador Principal	172
B.1.2.	Líneas derivadas 4 y 5	195
B.2.	Resultados coordinación avanzada AHAFI	214
B.2.1.	Alimentador Principal. Falta en F7	214
B.2.2.	Líneas derivada 4 y 5	223
B.3.	Comparativa métodos de coordinación desarrollados	238
B.3.1.	Alimentador principal: Falta en F7	239
B.3.2.	Línea derivada 4: F25	246
B.3.3.	Línea derivada 5: F27	251
B.3.4.	Línea derivada 5: F28	256
B.3.5.	Línea derivada 5: F29	261
Bibliografía		267

Índice de figuras

2.1. Evolución relés de protección (Wilks, 2002)	12
2.2. Ejemplo de una red dividida en zonas de protección	13
2.3. Diagrama de bloques explicativo del funcionamiento del sistema de protección	14
2.4. Característica de operación de fusible de protección	16
2.5. Características de operación del OCR	18
2.6. Operación de relés de protección de tiempo diferido	18
2.7. Operación de relés direccionales	20
2.8. Esquema típico de una red de distribución radial	21
2.9. Cortocircuito aguas abajo de la GD y la SE	22
2.10. Representación del fenómeno Blinding: Cortocircuito producido entre la SE y la GD	23
2.11. Pérdida de sensibilidad para Cortocircuito localizado entre la GD y la SE . . .	23
2.12. Representación del fenómeno Blinding: Cortocircuito producido aguas abajo de la SE y de la GD	24
2.13. Pérdida de sensibilidad para Cortocircuito localizado aguas abajo de la GD y la SE	24
2.14. Problemas de falta de selectividad (Maki, 2007)	25
2.15. Pérdida de coordinación entre el fusible de protección y el reenganchador del alimentador principal	26
2.16. Pérdida de selectividad entre el fusible de protección y el reenganchador . . .	26
2.17. Fallo en reenganchador (Maki, 2007)	29
3.1. Ejemplo de coordinación entre fusibles de protección instalados en una red de distribución radial	33
3.2. Ejemplo de coordinación Reenganchador-fusible de protección instalado en una red de distribución radial	35
3.3. Ejemplo de coordinación entre relés de protección instalado en una red de dis- tribución radial	36

3.4. Red de distribución normalizada de 34 nudos	37
3.5. Sistema fotovoltaico conectado a red	39
3.6. Circuito equivalente de una célula fotovoltaica	39
3.7. Diagrama de flujo del algoritmo MPP de P&O (Albarracin, 2010)	41
3.8. Modelo de planta fotovoltaica empleada	44
3.9. Modelo de control para planta fotovoltaica	45
3.10. Coordinación relés régimen permanente sin GD	49
3.11. Régimen permanente conexión de GD en nudo 20	50
3.12. Variación de corrientes de régimen permanente por la instalación de GD en el nudo 20	51
3.13. Régimen permanente conexión de GD en nudo 22	51
3.14. Variación de corrientes de régimen permanente por la instalación de GD en el nudo 22	52
3.15. Régimen permanente conexión de GD en nudo 20 y 22	53
3.16. Variación de corrientes de régimen permanente por la instalación de GD en el nudo 20 y 22	54
3.17. Zonas de Protección red IEEE 34 Nudos	55
3.18. Cortocircuito trifásico en zona 1 con presencia de GD	56
3.19. Zona de Protección 1. Instalación 17% GD en nudo 20. Actuación correcta R1	57
3.20. Zona de Protección 1. Instalación 17% GD en nudo 22. Corriente de retorno por R2	57
3.21. Cortocircuito trifásico en zona 2 con presencia de GD	58
3.22. Zona de Protección 2. Instalación 17% GD en nudo 22. Retraso tiempo de operación de R2	59
3.23. Zona de Protección 2. Instalación 50% GD en nudo 20 y 22. Disparo instantáneo de R2	60
3.24. Cortocircuito trifásico en zona 3 con presencia de GD	61
3.25. Zona de Protección 3. Instalación 17% GD en nudo 20. Disparo simultáneo de protecciones R3 y R2	62
3.26. Cortocircuito trifásico en zona 4 con presencia de GD	63
3.27. Zona de Protección 4. Instalación 17% GD en nudo 20. Retraso en tiempo de operación de R4	64
3.28. Cortocircuito trifásico en zona 5 con presencia de GD	64
3.29. Zona de Protección 5. Instalación 50% GD en nudo 20 y 22. Disparo simultáneo de protecciones R4 y R5	65
3.30. Cortocircuito trifásico en zona 6 con presencia de GD	66

3.31. Zona de Protección 6. Instalación 50 % GD en nudo 22. Pérdida de coordinación entre las protecciones R5 y R6	66
4.1. Esquema de medida de impedancia utilizando medidas de un terminal	70
4.2. Esquema de medida de impedancia utilizando medidas de dos terminales	72
4.3. Esquema típico de redes europeas de distribución (CIGRE, 2013)	73
4.4. Diagrama de Flujo del algoritmo pre-falta Off-line	75
4.5. Registro Offline en DPR $I_{OFFLINE}$	76
4.6. Propuesta de Algoritmo de localización de faltas en alimentador principal	78
4.7. Caso de estudio de cuatro nudos	79
4.8. Búsqueda de falta en el primer tramo de la rama principal	80
4.9. Búsqueda de falta en el segundo tramo de la rama principal	81
4.10. Identificación de la zona de la rama principal en falta y despeje de falta	81
4.11. Arquitectura multiagente	83
4.12. Transmisión de Datos IED. (IEC, 2005).	84
5.1. Funcionalidades de un relé digital	90
5.2. Flujograma GA	97
5.3. Espacio de trabajo del Smartrelay	100
5.4. Pseudocódigo del GA	102
5.5. Estructura del Cromosoma	102
5.6. Falta en F7 del alimentador principal	105
5.7. Resultados de la optimización clásica	106
5.8. Resultados de la coordinación mediante Programación Lineal	107
5.9. Resultados de la validación del AG con presencia de GD en el nudo 20	108
5.10. Resultados de la validación del AG con presencia de GD en el nudo 22	109
5.11. Resultados de la validación del AG con presencia de GD en el nudo 20+22	110
5.12. Comparativa de top para cortocircuito en F7 y GD en el nudo 20	111
5.13. Comparativa de top para cortocircuito en F7 y GD en el nudo 22	111
5.14. Comparativa de top para cortocircuito en F7 y GD en el nudo 20 y 22	112
5.15. Esquema de la línea derivada 5	113
5.16. Validación de algoritmo propuesto. Valores de operación α , β , TMS, y tiempo de operación con Falta en F27.	114
5.17. Validación de algoritmo propuesto. Valores de operación α , β , TMS, y tiempo de operación con Falta en F28.	115
5.18. Validación de algoritmo propuesto. Valores de operación α , β , TMS, y tiempo de operación con Falta en F29.	116

6.1. Flujograma AHAFLI propuesto.	122
6.2. Estructura de comunicación entre IED y DPR.	123
6.3. Comparación curvas características vs puntos operación.	123
6.4. Corriente vista por los IEDs con falta en F7 y los paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 (50 % penetración energía renovable).	127
6.5. Tensión en el nudo 4 con falta en F7 y los paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 (50 % penetración energía renovable).	128
6.6. Tiempo de operación de los IED1 (a) e IED2 (b) con falta en F7 y los paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 (50 % penetración energía renovable).	128
6.7. Falta trifásica en F7 con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y un 17 % de penetración energía renovable.	129
6.8. Faltas monofásicas en F7 con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y un 17 % de penetración energía renovable. a) R 0 ohmios, b) R 10 ohmios, c) R 20 ohmios, d) R 30 ohmios.	130
6.9. Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta trifásica y 17% de GD en nudo 20.	131
6.10. Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 17% de GD en nudo 20.	131
6.11. Falta trifásica en F7 con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y un 50 % de penetración energía renovable.	132
6.12. Faltas monofásicas en F7 con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y un 50 % de penetración energía renovable. a) R 0 ohmios, b) R 10 ohmios, c) R 20 ohmios, d) R 30 ohmios.	132
6.13. Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta trifásica y 50 % de GD en nudo 20.	133
6.14. Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 50 % de GD en nudo 20.	133
6.15. Corriente vista por los IEDs para corto monofásico en la fase A y GD en el nudo 22 al 50 %.	134
6.16. Tensión en el nudo 8 con falta en F7 y los paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 22 (50 % penetración energía renovable).	134
6.17. Tiempo de operación para los IED1 (a) e IED2 (b) con falta monofásica (fase A) en F7 y GD en el nudo 22 al 50 %.	135
6.18. Falta trifásica con 17 % de GD en nudo 22.	136

6.19. Faltas monofásicas en F7 con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 22 y un 17 % de penetración energía renovable. a) R 0 ohmios, b) R 10 ohmios, c) R 20 ohmios, d) R 30 ohmios.	136
6.20. Falta trifásica con 50 % de GD en nudo 22	137
6.21. Faltas monofásicas en F7 con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 22 y un 50 % de penetración energía renovable. a) R 0 ohmios, b) R 10 ohmios, c) R 20 ohmios, d) R 30 ohmios.	137
6.22. Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta trifásica y 17% de GD en nudo 22.	138
6.23. Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 17% de GD en nudo 22.	138
6.24. Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta trifásica y 50 % de GD en nudo 22.	138
6.25. Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 50 % de GD en nudo 22.	139
6.26. Falta trifásica con 17 % de GD en nudo 20 y 22.	139
6.27. Faltas monofásicas en F7 con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y en el nudo 22 y un 17 % de penetración energía renovable. a) R 0 ohmios, b) R 10 ohmios, c) R 20 ohmios, d) R 30 ohmios.	140
6.28. Falta trifásica con 50 % de GD en nudo 20 y 22.	140
6.29. Faltas monofásicas en F7 con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y en el nudo 22 y un 50 % de penetración energía renovable. a) R 0 ohmios, b) R 10 ohmios, c) R 20 ohmios, d) R 30 ohmios.	141
6.30. Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta trifásica y 17% de GD en nudo 20 y 22.	141
6.31. Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 17% de GD en nudo 20 y 22.	142
6.32. Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta trifásica y 50 % de GD en nudo 20 y 22.	142
6.33. Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 50 % de GD en nudo 20 y 22.	142
6.34. Falta en nudo 27 de la línea derivada 5.	143
6.35. Faltas monofásicas en línea derivada (F27) con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y un 17 % de penetración energía renovable. a) R 0 ohmios, b) R 10 ohmios, c) R 20 ohmios, d) R 30 ohmios.	144

6.36. Faltas monofásicas en línea derivada (F27) con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y un 50 % de penetración energía renovable. a) R 0 ohmios, b) R 10 ohmios, c) R 20 ohmios, d) R 30 ohmios.	145
6.37. Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 17 % de GD en nudo 20.	146
6.38. Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 50 % de GD en nudo 20.	146
6.39. Faltas monofásicas en línea derivada (F27) con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y nudo 22 y un 17 % de penetración energía renovable. a) R 0 ohmios, b) R 10 ohmios, c) R 20 ohmios, d) R 30 ohmios.	147
6.40. Faltas monofásicas en línea derivada (F27) con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y nudo 22 y un 50 % de penetración energía renovable. a) R 0 ohmios, b) R 10 ohmios, c) R 20 ohmios, d) R 30 ohmios.	148
6.41. Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 17 % de GD en nudo 20 y 22.	149
6.42. Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 50 % de GD en nudo 20 y 22.	149
A.1. Zonas de protección de la Red 34 nudos IEEE	158
A.2. Zona de protección 1 de la Red 34 nudos IEEE	159
A.3. Zona de protección 2 de la Red 34 nudos IEEE	159
A.4. Zona de protección 3 de la Red 34 nudos IEEE	160
A.5. Zona de protección 4 de la Red 34 nudos IEEE	161
A.6. Zona de protección 5 de la Red 34 nudos IEEE	161
A.7. Zona de protección 6 de la Red 34 nudos IEEE	162
A.8. Valores de corrientes de carga, intensidades máx. y mín. de cortocircuito	163
A.9. Coordinación relés, régimen permanente sin GD	168
A.10. Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito trifásico sin presencia de GD. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) zona 5. f) Zona 6.	170
B.1. Valores Intensidad de cortocircuito trifásicos y monofásicos. Tiempo de actuación de los OCR del alimentador principal	173
B.2. Continuación. Valores Intensidad de cortocircuito trifásicos y monofásicos. Tiempo de actuación de los OCR del alimentador principal	174

B.3. Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito trifásico con 17 % de GD en nudo 20. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	175
B.4. Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito trifásico con 50 % de GD en nudo 20. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	176
B.5. Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito trifásico con 17 % de GD en nudo 20 y nudo 22. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	177
B.6. Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito trifásico con 50 % de GD en nudo 20 y nudo 22. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	178
B.7. Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 17 % de GD en nudo 20 y $R = 0 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	179
B.8. Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 17 % de GD en nudo 20 y $R = 10 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	180
B.9. Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 17 % de GD en nudo 20 y $R = 20 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	181
B.10. Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 17 % de GD en nudo 20 y $R = 30 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	182
B.11. Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 50 % de GD en nudo 20 y $R = 0 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	183
B.12. Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 50 % de GD en nudo 20 y $R = 10 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	184
B.13. Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 50 % de GD en nudo 20 y $R = 20 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	185
B.14. Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 50 % de GD en nudo 20 y $R = 30 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	186

B.15.Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 17 % de GD en nudo 20 y nudo 22 con $R = 0 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	187
B.16.Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 17 % de GD en nudo 20 y nudo 22 con $R = 10 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	188
B.17.Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 17 % de GD en nudo 20 y nudo 22 con $R = 20 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	189
B.18.Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 17 % de GD en nudo 20 con $R = 30 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	190
B.19.Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 50 % de GD en nudo 20 y nudo 22 con $R = 0 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	191
B.20.Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 50 % de GD en nudo 20 y nudo 22 con $R = 10 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	192
B.21.Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 50 % de GD en nudo 20 y nudo 22 con $R = 20 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	193
B.22.Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 50 % de GD en nudo 20 y nudo 22 con $R = 30 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.	194
B.23.Valores Intensidad de cortocircuito trifásicos y monofásicos. Tiempo de actuación de los OCR de la línea derivada 4	195
B.24.Característica operación para cortocircuito trifásico en F24 con 17 % GD en nudo 20.	195
B.25.Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico en F24 con 17 % de GD en nudo 20 . a) $R = 0 \Omega$. b) $R = 10 \Omega$. c) $R = 20 \Omega$. d) $R = 30 \Omega$	196
B.26.Característica operación para cortocircuito trifásico en F24 con 17 % GD en nudo 20 nudo 22.	196
B.27.Respuesta de los dispositivos de protección de línea derivada 4 con cortocircuito monofásico en F24 con 17 % de GD en nudo 20 y nudo 22. a) $R = 0 \Omega$. b) $R = 10 \Omega$. c) $R = 20 \Omega$. d) $R = 30 \Omega$	197

B.28. Característica operación para cortocircuito trifásico en F24 con 50 % GD en nudo 20.	197
B.29. Respuesta de los dispositivos de línea derivada 4 ante cortocircuito monofásico en F24 con 50 % de GD en nudo 20 . a) R 0 Ω . b) R 10 Ω . c) R 20 Ω . d) R 30 Ω	198
B.30. Característica operación para cortocircuito trifásico en F24 con 50 % GD en nudo 20 y nudo 22.	198
B.31. Respuesta de los dispositivos de línea derivada 4 ante cortocircuito monofásico en F24 con 50 % de GD en nudo 20 y nudo 22. a) R 0 Ω . b) R 10 Ω . c) R 20 Ω . d) R 30 Ω	199
B.32. Característica operación para cortocircuito trifásico en F25 con 17 % GD en nudo 20.	199
B.33. Respuesta de los dispositivos de línea derivada 4 ante cortocircuito monofásico en F25 con 17 % de GD en nudo 20. a) R 0 Ω . b) R 10 Ω . c) R 20 Ω . d) R 30 Ω	200
B.34. Característica operación para cortocircuito trifásico en F25 con 17 % GD en nudo 20 y nudo 22.	200
B.35. Respuesta de los dispositivos de línea derivada 4 ante cortocircuito monofásico en F25 con 17 % de GD en nudo 20 y nudo 22. a) R 0 Ω . b) R 10 Ω . c) R 20 Ω . d) R 30 Ω	201
B.36. Característica operación para cortocircuito trifásico en F25 con 50 % GD en nudo 20.	201
B.37. Respuesta de los dispositivos de línea derivada 4 ante cortocircuito monofásico en F25 con 50 % de GD en nudo 20. a) R 0 Ω . b) R 10 Ω . c) R 20 Ω . d) R 30 Ω	202
B.38. Característica operación para cortocircuito trifásico en F25 con 50 % GD en nudo 20 y nudo 22.	202
B.39. Respuesta de los dispositivos de línea derivada 4 ante cortocircuito monofásico en F25 con 50 % de GD en nudo 20 y nudo 22. a) R 0 Ω . b) R 10 Ω . c) R 20 Ω . d) R 30 Ω	203
B.40. Valores Intensidad de cortocircuito trifásicos y monofásicos. Tiempo de actuación de los OCR de la línea derivada 5	204
B.41. Valores Intensidad de cortocircuito trifásicos y monofásicos. Tiempo de actuación de los OCR de la línea derivada 5. Continuación	205
B.42. Característica operación para cortocircuito trifásico en F27 con 17 % GD en nudo 20.	206

B.43.Respuesta de los dispositivos de línea derivada 5 ante cortocircuito monofásico en F27 con 17 % de GD en nudo 20. a) $R = 0 \Omega$. b) $R = 10 \Omega$. c) $R = 20 \Omega$. d) $R = 30 \Omega$	206
B.44.Característica operación para cortocircuito trifásico en F27 con 17 % GD en nudo 20 y nudo 22.	207
B.45.Respuesta de los dispositivos de línea derivada 5 ante cortocircuito monofásico en F27 con 17 % de GD en nudo 20 y 22. a) $R = 0 \Omega$. b) $R = 10 \Omega$. c) $R = 20 \Omega$. d) $R = 30 \Omega$	207
B.46.Característica operación para cortocircuito trifásico en F27 con 50 % GD en nudo 20.	208
B.47.Respuesta de los dispositivos de línea derivada 5 ante cortocircuito monofásico en F27 con 50 % de GD en nudo 20. a) $R = 0 \Omega$. b) $R = 10 \Omega$. c) $R = 20 \Omega$. d) $R = 30 \Omega$	208
B.48.Característica operación para cortocircuito trifásico en F27 con 50 % GD en nudo 20 y nudo 22.	209
B.49.Respuesta de los dispositivos de línea derivada 5 ante cortocircuito monofásico en F27 con 50 % de GD en nudo 20 y nudo 22. a) $R = 0 \Omega$. b) $R = 10 \Omega$. c) $R = 20 \Omega$. d) $R = 30 \Omega$	209
B.50.Característica operación para cortocircuito trifásico en F28 con 17 % GD en nudo 20.	210
B.51.Respuesta de los dispositivos de línea derivada 5 ante cortocircuito monofásico en F28 con 17 % de GD en nudo 20. a) $R = 0 \Omega$. b) $R = 10 \Omega$. c) $R = 20 \Omega$. d) $R = 30 \Omega$	210
B.52.Característica operación para cortocircuito trifásico en F28 con 50 % GD en nudo 20 y nudo 22.	211
B.53.Respuesta de los dispositivos de línea derivada 5 ante cortocircuito monofásico en F28 con 17 % de GD en nudo 20 y nudo 22. a) $R = 0 \Omega$. b) $R = 10 \Omega$. c) $R = 20 \Omega$. d) $R = 30 \Omega$	211
B.54.Característica operación para cortocircuito trifásico en F29 con 50 % GD en nudo 20	212
B.55.Respuesta de los dispositivos de línea derivada 5 ante cortocircuito monofásico en F29 con 50 % de GD en nudo 20. a) $R = 0 \Omega$. b) $R = 10 \Omega$. c) $R = 20 \Omega$. d) $R = 30 \Omega$	212
B.56.Característica operación para cortocircuito trifásico en F29 con 50 % GD en nudo 20 y nudo 22.	213

B.57. Respuesta de los dispositivos de línea derivada 5 ante cortocircuito monofásico en F29 con 50 % de GD en nudo 20 y nudo 22. a) $R = 0 \Omega$. b) $R = 10 \Omega$. c) $R = 20 \Omega$. d) $R = 30 \Omega$	213
B.58. Valores α y β óptimos, TMS y tiempo de operación para IED1 e IED2 ubicados en el alimentador principal para cortocircuito trifásico en F7	214
B.59. Valores α y β óptimos, TMS y tiempo de operación para IED1 e IED2 ubicados en el alimentador principal para cortocircuito monofásico en F7	215
B.60. Valores α y β óptimos, TMS y tiempo de operación para IED1 e IED2 ubicados en el alimentador principal para cortocircuito monofásico en F7. Continuación	216
B.61. Valores del parámetro α , falta trifásica F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17 % GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.	217
B.62. Valores del parámetro α , falta monofásica F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17 % GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.	218
B.63. Valores del parámetro β , falta trifásica F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17 % GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.	219
B.64. Valores del parámetro β , falta monofásica F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17 % GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.	220
B.65. Valores del parámetro TMS, falta trifásica F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17 % GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.	221
B.66. Valores del parámetro TMS, falta monofásica F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17 % GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.	222
B.67. Valores α y β óptimos, TMS y tiempo de operación para relés de sobreintensidad ubicados en la línea derivada 4. Falta en F25	223
B.68. Valores del parámetro α , falta monofásica F25. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	224
B.69. Valores del parámetro β , falta monofásica F25. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	225

B.70. Valores del parámetro TMS, falta monofásica F25. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	226
B.71. Valores α y β óptimos, TMS y tiempo de operación para OCR ubicados en la línea derivada 5 para cortocircuito monofásico en F27	227
B.72. Valores α y β óptimos, TMS y tiempo de operación para OCR ubicados en la línea derivada 5 para cortocircuito monofásico en F28	228
B.73. Valores α y β óptimos, TMS y tiempo de operación para OCR ubicados en la línea derivada 5 para cortocircuito monofásico en F29	229
B.74. Valores del parámetro α , falta monofásica F27. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	230
B.75. Valores del parámetro β , falta monofásica F27. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	231
B.76. Valores del parámetro TMS, falta monofásica F27. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	232
B.77. Valores del parámetro α , falta monofásica F28. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	233
B.78. Valores del parámetro β , falta monofásica F28. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	234
B.79. Valores del parámetro TMS, falta monofásica F28. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	235
B.80. Valores del parámetro α , falta monofásica F29. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	236
B.81. Valores del parámetro β , falta monofásica F29. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	237
B.82. Valores del parámetro TMS, falta monofásica F29. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	238

B.83. Curvas características de coordinación, falta trifásica F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17 % GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.	239
B.84. Tiempos de operación IED1 e IED2, falta trifásica F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17 % GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.	240
B.85. Características de coordinación IED1 e IED2, monofásica $R = 0 \Omega$ en F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17 % GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.	241
B.86. Características de coordinación IED1 e IED2, monofásica $R = 10 \Omega$ en F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17 % GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.	242
B.87. Características de coordinación IED1 e IED2, monofásica $R = 20 \Omega$ en F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17 % GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.	243
B.88. Características de coordinación IED1 e IED2, monofásica $R = 30 \Omega$ en F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17 % GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.	244
B.89. Tiempo de operación de IED1 e IED2, monofásica en F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17 % GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.	245
B.90. Características de coordinación OCR, monofásica $R = 0 \Omega$ en F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	246
B.91. Características de coordinación OCR, monofásica $R = 10 \Omega$ en F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	247
B.92. Características de coordinación OCR, monofásica $R = 20 \Omega$ en F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	248
B.93. Características de coordinación OCR, monofásica $R = 30 \Omega$ en F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	249
B.94. Tiempo de operación de los OCR, faltas monofásica resistivas en F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	250

B.95. Características de coordinación OCR, monofásica $R = 0 \Omega$ en F27. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	251
B.96. Características de coordinación OCR, monofásica $R = 10 \Omega$ en F27. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	252
B.97. Características de coordinación OCR, monofásica $R = 20 \Omega$ en F27. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	253
B.98. Características de coordinación OCR, monofásica $R = 30 \Omega$ en F27. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	254
B.99. Tiempo de operación de los OCR, faltas monofásicas resistivas en F27. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	255
B.100. Características de coordinación OCR, monofásica $R = 0 \Omega$ en F28. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	256
B.101. Características de coordinación OCR, monofásica $R = 10 \Omega$ en F28. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	257
B.102. Características de coordinación OCR, monofásica $R = 20 \Omega$ en F28. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	258
B.103. Características de coordinación OCR, monofásica $R = 30 \Omega$ en F28. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	259
B.104. Tiempo de operación de los OCR, faltas monofásicas resistivas en F28. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	260
B.105. Características de coordinación OCR, monofásica $R = 0 \Omega$ en F29. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	261
B.106. Características de coordinación OCR, monofásica $R = 10 \Omega$ en F29. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.	262

B.107	Características de coordinación OCR, monofásica $R = 20 \Omega$ en F29. a)	
	17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d)	
	50 % GD en nudo 20 y 22.	263
B.108	Características de coordinación OCR, monofásica $R = 30 \Omega$ en F29. a)	
	17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d)	
	50 % GD en nudo 20 y 22.	264
B.109	Tiempo de operación de los OCR, faltas monofásica resistivas en F29. a)	
	17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d)	
	50 % GD en nudo 20 y 22.	265

Índice de Tablas

2.1. IEC 60255 constantes para los relés de sobrecorriente	17
3.1. Distribución de cargas en la red	38
3.2. Tabla resumen de ajustes obtenidos para los relés sin presencia de GD	48
3.3. Valores de las intensidades de régimen permanente (A) con la instalación de GD en el nudo 20	50
3.4. Valores de las intensidades de régimen permanente (A) con la instalación de GD en el nudo 22	52
3.5. Valores de las intensidades de régimen permanente (A) con la instalación de GD en el nudo 20 y 22	53
3.6. Intensidades de cortocircuito (A) en zona 1 con presencia de GD.	56
3.7. Intensidades de cortocircuito (A) en zona 2 con presencia de GD.	59
3.8. Intensidades de cortocircuito (A) en zona 3 con presencia de GD.	60
3.9. Intensidades de cortocircuito (A) en zona 4 con presencia de GD.	62
3.10. Intensidades de cortocircuito (A) en zona 5 con presencia de GD.	64
3.11. Intensidades de cortocircuito (A) en zona 6 con presencia de GD.	65
4.1. Cálculo de la impedancia para distintos tipos de fallo (IEEE, 2014)	70
4.2. Off-line, valores corrientes cortocircuito línea 2-3 tabulada (kA)	79
4.3. On-line: Contribución de corrientes de cortocircuito en cada nudo de la red (kA)	79
4.4. Comparación de corrientes de cortocircuito [kA] <i>on-line</i> y tabuladas <i>off-line</i> primer tramo rama principal	80
4.5. Comparación de corrientes de cortocircuito [kA] <i>on-line</i> y tabuladas <i>off-line</i> segundo tramo rama principal	81
A.1. Ajustes obtenidos para el relé R6 sin GD	164
A.2. Ajustes obtenidos para el relé R5 sin GD	165
A.3. Ajustes obtenidos para el relé R4 sin GD	165
A.4. Ajustes obtenidos para el relé R3 sin GD	166

A.5. Ajustes obtenidos para el relé R2 sin GD	166
A.6. Ajustes obtenidos para el relé R1 sin GD	167
A.7. Tabla resumen de ajustes obtenidos para los relés sin presencia de GD	167

Tabla de simbología

Símbolo	Definición	Unidades
I_{SE}	Intensidad suministrada por la subestación	kA
I_{GD}	Intensidad suministrada por la Generación Distribuida	kA
I_{LOAD}	Intensidad absorbida por la carga	kA
I_{cc}	Intensidad de cortocircuito	kA
U	tensión compuesta de la red de distribución	kV
t	Tiempo	s
T_c	Tiempo de despeje de falta (Clearing time).	s
T_p	Tiempo del comparador.	s
T_d	Tiempo del elemento de decisión.	s
T_a	Tiempo del elemento de actuación.	s
I	es la corriente de cortocircuito vista el relé.	s
I_m	es la corriente de arranque (pick-up).	A
TMS	Time Multiplier Setting	Adimensional
f	Frecuencia eléctrica	Hz
P	Potencia activa	kW
Q	Potencia reactiva	kVAr
N_{bus}	Matriz topología de red	Adimensional
Siglas	Definición	
AG	Algortimo Genético	
AGC	Algortimo Genético Continuo	
AHFL	Localizador de faltas adaptativo	
BT	Baja Tensión	
C.C	Centro de Control	
CT	Centro de Transformación	
CTI	Intervalo de coordinación	
DPR	Relé de Protección Digital	
FL	Localizador de Faltas	
FLC	Limitador de corriente de falta	

GD	Generación Distribuida
IED	Dispositivo electrónico inteligente
kW	Kilovatio
LN	Nudo Lógico
MT	Media Tensión
MW	Megavatio
NDZ	Zona de no protección
NIS	Sistema de información de la red de distribución
NPL	Programación no lineal
OCR	Overcurrent Relay
P.C.C	Punto de conexión común
PL	Programación lineal
PT	Transformador de Tensión
SE	Subestación eléctrica
TC	Transformador de corriente
TMS	Time Multiplier Setting

Capítulo 1

Introducción

1.1. Introducción

La electricidad representa actualmente la forma más útil de energía estando presente en todos los sectores de la sociedad gracias a su gran variedad de aplicaciones que van desde el alumbrado, calefacción o ventilación, hasta el campo de las telecomunicaciones, tecnologías de la información, procesos industriales etc.

El objetivo de un sistema de potencia es suministrar electricidad a todos los consumidores conectados a la red en cualquier instante y con la capacidad necesaria para cubrir las puntas de demanda (Montané, 1993). Asimismo, la energía eléctrica debe cumplir unos estrictos requisitos de calidad que garanticen la estabilidad de tensión y la continuidad del suministro eléctrico.

Hasta hace unas décadas, los esquemas de protección clásicos utilizados en redes de distribución radiales eran relativamente sencillos debido a la existencia de un único flujo de potencia que recorría las líneas desde los niveles más elevados de tensión hasta los niveles más bajos de consumo. Además los estudios de coordinación siempre se efectuaban considerando constantes las corrientes de falta, situación que no generaba inconvenientes en los sistemas radiales (Anderson, 1998).

La conexión de Generación Distribuida (GD) cambia esta filosofía tradicional de protección debido a que la red deja de comportarse radialmente apareciendo ahora; flujos bidireccionales de potencia (Repo et al., 2007), variaciones en el valor de las corrientes de cortocircuito, pérdida de coordinación entre los dispositivos, disparos intempestivos, retraso en los tiempos de operación, fallos en la operación de las protecciones (Repo et al., 2007) (Conti, 2009).

Además, su conexión dificulta la localización y despeje de faltas (El-Khattam y Sidhu, 2008), (Gómez y Morcos, 2005a), (El-Khattam y Sidhu, 2009) (Mozina, 2008), y en ocasiones impide distinguir entre una falta ocurrida en el alimentador principal de la producida en una línea derivada (Rhee et al., 2011).

Para reducir estos efectos se han propuesto diversos métodos de mitigación, varios autores recomiendan actuar directamente sobre la GD (Chaitusaney y Yokoyama, 2008), (Repo et al., 2007) desconectándola justamente antes de la detección de la falta o bien limitando su producción y por tanto su influencia en el sistema de protección (Tarek K. et al., 2007), otros autores recomiendan reconfigurar la topología de la red, (Funmilayo y Butler-Purry, 2009), (Viawan et al., 2006), o emplear limitadores de co-

riente (FLC) (Rhee et al., 2011),(Yamaguchi y Kataoka, 2008).

Sin embargo, en los últimos años han aparecido diversos estudios que proponen utilizar métodos de optimización para la coordinación de protecciones, como por ejemplo el empleo de técnicas de programación lineal (PL), no lineal (NPL) o algoritmos genéticos (AG) (Chabanloo et al., 2011), (Zeineldin et al., 2013), (Bedekar y Bhide, 2011a), (Bedekar y Bhide, 2011b) con los que se modifican el tiempo del intervalo de coordinación (CTI) entre dispositivos y/o se determina la ubicación óptima de la GD (Zeineldin et al., 2013), sin comprometer al sistema de protección.

Ante la dificultad en la localización de faltas en las redes de distribución con presencia de GD surge otra tendencia que centra su investigación en la localización de faltas más que actuar sobre la GD o CTI (Brahma, 2011) y (Pasdar et al., 2013).

Estos métodos, presentan algunas limitaciones.

- Así, la desconexión de la GD inmediatamente antes de la detección de la falta, puede ocasionar reconexiones asíncronas y causar severos daños tanto a la GD como a la red de distribución, sobre todo para altos niveles de penetración (Repo et al., 2007), (Funmilayo y Butler-Purry, 2009).
- La limitación de la capacidad de potencia de la GD tampoco es deseable puesto que también se limita el nivel de penetración de la misma y por tanto las ventajas que conlleva su instalación cerca de los puntos de consumo, (por ejemplo, reducción de pérdidas, mejora de la calidad de suministro entre otros).
- La reconfiguración de la red sugerida en (Funmilayo y Butler-Purry, 2009) y (Vianwan et al., 2006) es costosa y en ocasiones inviable.
- Finalmente, la utilización de limitadores de corriente, conlleva un costo adicional en la instalación que puede resultar prohibitivo.
- En cuanto a la utilización de métodos NLP para la determinación del índice de coordinación mencionado en (Zeineldin et al., 2013) estos pueden resultar muy complejos, en particular si el número de dispositivos de protección y GD es elevado, puesto que el tiempo de cálculo requerido para determinar sus parámetros de operación también se incrementa con el número de dispositivos (Enríquez et al., 2003) y (Conde y Vazquez, 2007), por otro lado, no siempre el punto óptimo de ubicación de GD es el viable desde la perspectiva de operación de red, por ejemplo: disponibilidad de evacuación de potencia en el punto de conexión común.

- En (Mohammadi et al., 2011) se propone la utilización de AG para mantener la coordinación entre los Overcurrent Relay (OCR), pero limita e ignora alguna de las restricciones que deben satisfacerse (por ejemplo: la protección de respaldo) para mantener una coordinación adecuada.
- Las investigaciones descritas en (Chabanloo et al., 2011), (Bedekar y Bhide, 2011a) y (Bedekar y Bhide, 2011b) utilizan algoritmos de optimización basados en AG para determinar la coordinación óptima entre los relés de sobreintensidad (OCR) y relés distancia (Chabanloo et al., 2011), (Bedekar y Bhide, 2011a). Sin embargo, todos los algoritmos optimización descritos; por un lado, no contemplan la existencia de GD y por otro, emplean curvas características de tiempo inverso estandarizadas fijas para determinar los parámetros de operación de los OCR.

Los estudios que se han centrado en la localización de faltas en redes de distribución han contemplado principalmente diversas situaciones donde no existe Generación Distribuida y donde aparece el problema de localización múltiple. Brahma (Brahma, 2011) desarrolla un algoritmo de localización válido para todo tipo de faltas y con diferentes valores de resistencia, pero plantea un desarrollo complejo y laborioso para determinar el valor de impedancia Thévenin vista desde el localizador de faltas (FL) instalado en la subestación eléctrica (SE) y el punto de ubicación de falta. En (Pasdar et al., 2013) se propone un método de localización de faltas en redes inteligentes utilizando la inyección de una señal de corriente de alta frecuencia desde cada uno de los nudos de la red donde se encuentran ubicadas cada una de las cargas y con estas medidas múltiples se determina la variación del valor de la impedancia característica de la red, el estudio sin embargo se realiza en una red de baja tensión sin GD.

En (Zayandehroodia et al., 2013) se determina la localización exacta del tramo en falta para una red con un nivel elevado de GD desarrollando un algoritmo de aprendizaje donde sus entradas son los valores eficaces de las intensidades aportadas desde la SE y GD, como inconveniente destaca que el tiempo de cálculo requerido para determinar la localización puede ser elevado. Finalmente (Xiangjun et al., 2004) y (Javadian et al., 2009) presentan un localizador de faltas que se aplica a una red de distribución con GD en el que se considera una red radial sin ramificaciones ni líneas derivadas, por lo que el algoritmo sólo se puede aplicar a la red principal.

Actualmente, como consecuencia de los avances producidos en la electrónica digital y el desarrollo de los Dispositivos Electrónicos Inteligentes “IED” (Intelligent Electronic Device) junto con el avance en los sistemas de comunicación (Javadianm et al., 2013),

(Zhiqin et al., 2011) y (Eissa, 2012) se proponen emplear esquemas de protecciones adaptativas con posibilidad de comunicación entre IEDs como medio eficaz para reducir los efectos de la Generación Distribuida mencionados anteriormente. En este aspecto, (Javadianm et al., 2013), (Zhiqin et al., 2011) y (Eissa, 2012) desarrollan un esquema de protección con comunicación entre IED. Toda la información emitida por los IED es enviada a un centro de control (C.C) que determina la sección en falta. Se necesita, procesar grandes cantidades de datos y en consecuencia las exigencias a la respuesta del centro de control y el aumento del ancho de banda del canal de comunicación (Si et al., 2014) son críticos.

Analizando los problemas mencionados anteriormente surge la necesidad de desarrollar nuevos sistemas de protección que se puedan implementar en redes eléctricas de distribución con alta penetración de generación distribuida. Los algoritmos desarrollados tienen que ser capaces de funcionar correctamente en diversos escenarios a los que se enfrentan las redes eléctricas de distribución y se tienen que adaptar de forma óptima a las condiciones variables de la generación o la demanda. Igualmente, deben estar preparados para ser implementados en los nuevos dispositivos electrónicos inteligentes IEDs con posibilidad de comunicación según el estándar IEC 61850.

1.2. Objetivos de la tesis

Los principales objetivos que se plantean en la tesis son los siguientes:

- Diseñar un sistema de localización de faltas en redes eléctricas de distribución con generación distribuida.
- Diseñar un sistema de coordinación de protecciones adaptativo que se pueda implementar en los dispositivos electrónicos digitales IEDs utilizando el estándar de comunicaciones IEC 61850.

Para ello se plantean los siguientes objetivos secundarios:

- Analizar el impacto ocasionado sobre las protecciones eléctricas por la instalación de Generación Distribuida en una red de distribución eléctrica.
- Estudiar la aplicación de la normativa IEC 61850 para la coordinación de protecciones de las redes eléctricas de distribución.
- Diseñar un sistema de protección clásica en la que se determina los ajustes de los dispositivos de protección de la red en la que inicialmente no existe GD instalada y

se evalúa su comportamiento ante diferentes niveles de penetración de generación distribuida.

- Diseñar un localizador de faltas eléctricas que permita despejar el defecto en el alimentador principal en el menor tiempo posible considerando tanto faltas equilibradas como desequilibradas.
- Diseñar un sistema de protección óptima basado en algoritmos genéticos que permita determinar los ajustes más adecuados de los dispositivos de protección ubicados en las líneas derivadas de la red de distribución a fin de despejar la falta en el menor tiempo posible.
- Evaluar las estrategias de protección propuestas en la tesis en redes típicas de distribución, comparando su efectividad con los resultados obtenidos al emplear las técnicas de protección clásicas.

1.3. Estructura del documento

La revisión de las protecciones eléctricas más habituales empleadas en las redes eléctricas de distribución se realiza en el Capítulo 2 centrándose los estudios en las redes de distribución radiales. Igualmente, se presentan las principales consecuencias que la instalación de unidades de generación distribuida tiene en los sistemas de protección de las redes eléctricas de distribución.

En el Capítulo 3 se revisan las estrategias de coordinación de protecciones clásicas empleadas en las redes de distribución como por ejemplo: coordinación Fusible-Fusible; Coordinación Fusible-Reenganche; Coordinación Relé-Relé. En este capítulo se presentan los modelos utilizados para la generación distribuida, la red de distribución y las protecciones de distribución. Estos modelos permiten analizar el impacto de la generación distribuida en la coordinación de protecciones.

El Capítulo 4 describe el localizador de faltas propuesto en la tesis que permite localizar fallos en el alimentador principal y utiliza medidas síncronas multiterminal tanto desde la subestación como de las fuentes de generación distribuida. Se presentan las etapas de las que se compone para localizar la zona en falta con la máxima exactitud. En este capítulo se analiza la posibilidad de implementar el algoritmo del localizador de faltas en la IEDs según la norma IEC 61850.

En el Capítulo 5 se presenta el algoritmo desarrollado en esta tesis para la coordinación avanzada de protecciones de sobreintensidad. Para ello, se presentan las principales

características de los Algoritmos Genéticos y se describe su aplicación a redes eléctricas de distribución con generación distribuida. Igualmente, se comparan los resultados al aplicar tanto las técnicas de coordinación clásicas como las técnicas de coordinación mediante programación lineal.

La implementación de los algoritmos desarrollados en el capítulo 4 y en el Capítulo 5 se realiza en el Algoritmo híbrido de protección avanzada propuesto en la tesis que se describe en el Capítulo 6. Este algoritmo híbrido localiza y elimina las faltas ocurridas tanto en el alimentador principal como en las líneas derivadas y determina un punto de operación óptimo para el despeje de faltas las mismas.

Finalmente, en el Capítulo 7 se describen las conclusiones más importantes que se deducen de la presente Tesis y los futuros desarrollos.

Capítulo 2

Protecciones eléctricas en redes de distribución con generación distribuida

2.1. Introducción

Los sistemas de distribución de energía eléctrica están sometidos constantemente a toda clase de perturbaciones que provocan fallos en su operación. En la mayoría de los casos se trata de pequeñas perturbaciones debidas, por ejemplo, a desequilibrios entre generación y carga, sobrecargas motivadas por maniobras en la red y descargas atmosféricas, entre otros motivos.

Cuando estas perturbaciones son más severas se denominan faltas eléctricas. Las faltas eléctricas se caracterizan porque van acompañadas de grandes valores de intensidades y variaciones de tensión que ocasionan importantes daños a las instalaciones.

En cualquier caso, una situación anormal de funcionamiento debe ser detectada para minimizar los daños en los equipos instalados en los sistemas de potencia. El sistema encargado de llevar a cabo esta función es el *sistema de protección*. Ante una falta permanente el sistema de protección entra en acción y provoca la actuación del dispositivo más adecuado para aislar el defecto y restaurar el sistema en la mayor brevedad posible.

2.2. Sistemas de protección de redes eléctricas

El objetivo principal de un sistema de protección es detectar rápidamente una situación de funcionamiento anormal en la red de distribución y decidir la acción más adecuada para restaurar la red a un estado de trabajo estable. Fallos en el funcionamiento de los sistemas de protección pueden dar lugar a importantes daños en los equipos que forman los sistemas eléctricos así como a una pérdida de suministro.

Un sistema de distribución funciona correctamente cuando todos sus componentes se encuentran trabajando dentro de los límites de funcionamiento para los que han sido diseñados. Cuando ocurre una falta, uno de estos límites es superado y el sistema es llevado a un estado de falta. Aquí entran en funcionamiento los dispositivos de protección encargados de eliminar la falta.

De acuerdo a P.M Anderson (Anderson, 1998), las protecciones eléctricas deben diseñarse :

- Para la mínima pérdida de carga, esto es, no es necesario dejar fuera de servicio todo el sistema para despejar una falta. El sistema de protección, por ello, tiene que ser **selectivo**.

- Para garantizar **fiabilidad** instalando protecciones de respaldo que operen cuando la protección principal falle.
- Para que permitan el funcionamiento del sistema por debajo de sus condiciones normales de operación. El umbral de ajuste no debe ser demasiado bajo para evitar que el circuito protegido puede interrumpirse de forma innecesaria.

Los sistemas de protección de las redes de distribución han evolucionado a lo largo del tiempo comenzando por dispositivos relativamente primitivos con limitada capacidad hasta complejos sistemas de protección mucho más selectivos en su operación y detección de perturbaciones. Como se puede ver en la figura 2.1, Jim Wilks (Wilks, 2002) se presenta una amplia panorámica de cómo ha sido la evolución de los relés de protección a la largo de la historia.



Figura 2.1: Evolución relés de protección (Wilks, 2002)

El desarrollo tecnológico en la ingeniería de protección ha supuesto un gran avance para los sistemas de potencia que han sustituido los antiguos relés electrodinámicos por los modernos relés digitales mucho más flexibles y con un amplio abanico de funciones de protección, control y comunicación.

Para conseguir un sistema de protección adecuado, las redes de distribución se dividen en zonas de protección que deberán ser desconectadas rápidamente de la misma cuando en éstas ocurra una falta, de forma que cause la menor perturbación a la parte de la red que se mantiene en servicio.

Los equipos de protección que comprenden cada zona se pueden dividir en:

- Protecciones Primarias
- Protecciones de Apoyo

1. Protecciones de Apoyo Local

2. Protecciones de Apoyo Remoto,

Protecciones primarias. En cualquier sistema eléctrico las protecciones primarias son aquellas que proporcionan la respuesta más rápida posible compatible con las características del sistema.

En la figura 2.2 se muestra un ejemplo de un sistema eléctrico dividido en ocho zonas de protección. Cada una de ellas comprende los elementos del sistema, tales como transformadores, barras, líneas de distribución así como los interruptores que conectan dicho elemento al sistema. Si ocurre una falta dentro de la zona de protección primaria, los relés de protección provocarán el disparo de todos los interruptores existentes dentro de la zona.

Como se muestra en la figura 2.2 las zonas de protección están dispuestas de forma que exista un solape alrededor de los interruptores, de esta forma se elimina la posibilidad de áreas desprotegidas.

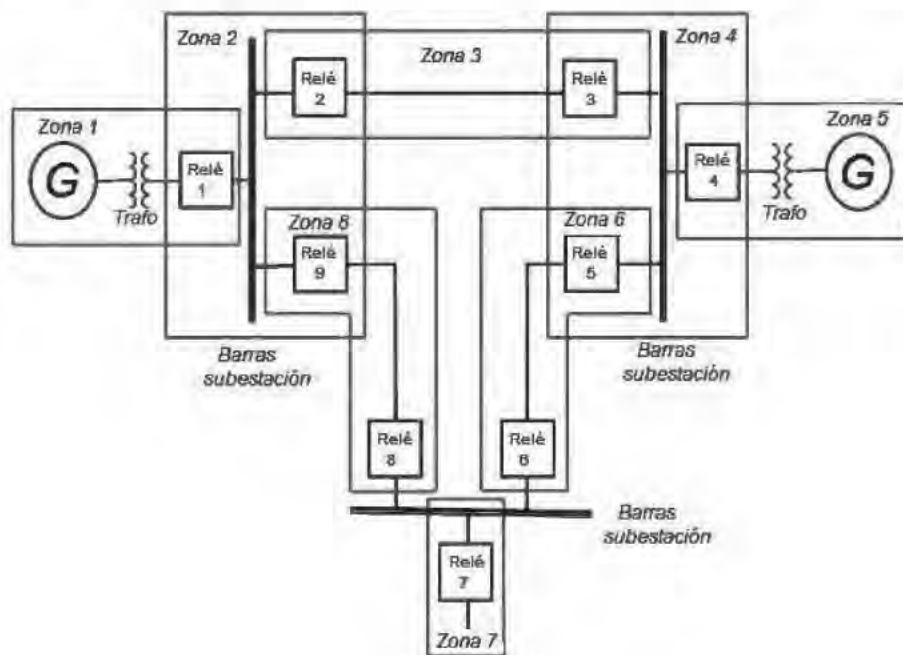


Figura 2.2: Ejemplo de una red dividida en zonas de protección

Protecciones de Apoyo. Las protecciones de apoyo se instalan para cubrir los posibles fallos en los equipos de las protecciones primarias así como de los posibles fallos en el interruptor.

Las causas más habituales que pueden producir fallos en los relés son:

- Fallos en los circuitos de alimentación de corriente alterna (CA) por defecto en los transformadores de medida.
- Fallos en la fuente de alimentación de corriente continua (CC) de los circuitos de disparo y control.
- Fallo en el propio relé.

La protección de apoyo debe ser instalada de forma que cualquier fallo en la protección primaria no ocasione también un fallo en la protección de apoyo. Es por esto que se duplican los circuitos de disparo y control y además la protección de apoyo no actúa hasta que la protección primaria haya tenido la oportunidad de hacerlo. Por esto siempre existe una demora asociada a la operación de la protección de respaldo.

Cuando se produce un cortocircuito ambas protecciones arrancan a la vez de forma que si la protección primaria despeja la falta, la de apoyo debe reponerse antes de completar su ciclo de disparo. Si la falta no es despejada por la protección primaria transcurrido un tiempo actuará la protección de apoyo disparando los interruptores necesarios para despejar la falta.

En los sistemas eléctricos de potencia se utilizan dos tipos de protecciones de apoyo:

- Protección de apoyo remoto: las faltas se despejan desde las subestaciones adyacentes hasta donde se ha producido la falta.
- Protección de apoyo local: las faltas se despejan a través de la operación de relés ubicados en la misma subestación

2.2.1. Funcionamiento básico de los dispositivos de protección

Los dispositivos de protección son los elementos del sistema de protección encargados de actuar para despejar la falta. Su funcionamiento puede explicarse mediante el siguiente diagrama de bloques representado en la figura 2.3.

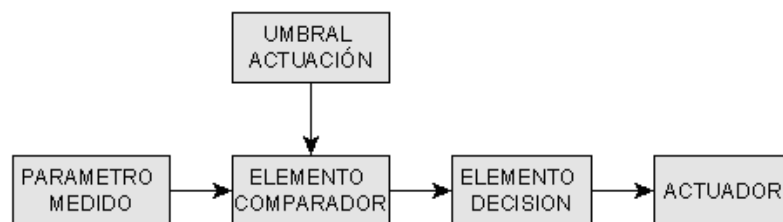


Figura 2.3: Diagrama de bloques explicativo del funcionamiento del sistema de protección

En primer lugar el dispositivo mide una cierta magnitud eléctrica (tensión, intensidad, frecuencia), esta magnitud se compara con un umbral de actuación pre-establecido, cuando el umbral de actuación es superado se activa un elemento de decisión que interviene sobre el elemento actuador generando una acción que por norma general es el envío de orden de apertura al interruptor automático y/o la fusión del fusible de protección.

El tiempo total requerido para llevar a cabo esta acción correctora es conocido como tiempo de despeje de falta (*clearing time*) que puede ser definido como:

$$Tc = Tp + Td + Ta \quad (2.1)$$

Donde;

Tc : Tiempo de despeje de falta.

Tp : Tiempo del comparador.

Td : Tiempo del elemento de decisión.

Ta : Tiempo del elemento de actuación, incluido el tiempo de apertura del interruptor.

El tiempo de despeje de falta es un factor importante a tener en cuenta, puesto que de él depende una correcta coordinación entre los diferentes dispositivos. La mayoría de las redes están equipadas con diferentes dispositivos de protección, así, cuando ocurre una falta en la red, varios dispositivos observarán el defecto pero sólo el dispositivo más cercano actuará despejando sólo la parte de la red que se encuentra en falta.

2.2.2. Dispositivos de protección en redes eléctricas de distribución.

En los sistemas de distribución de energía eléctrica los dispositivos de protección más utilizadas son los que a continuación se describen;

- Fusible
- Protección de sobreintensidad
- Protección direccional
- Reenganchador o Recloser

A continuación se describen cada uno de ellos:

2.2.2.1. Fusible de protección

Los fusibles son los dispositivos de sobreintensidad más baratos y simples que se utilizan para proteger las redes eléctricas de distribución. Al mismo tiempo son uno de

los más seguros, dado que pueden brindar protección por un tiempo muy prolongado (por encima de 20 años) sin estar sujetos a tareas de mantenimiento.

La figura 2.4, representa la curva característica tiempo-intensidad de actuación del fusible de expulsión donde se puede observar dos curvas de operación:

- **Curva de mínima fusión (MF)**, el fusible detecta la sobrecorriente mínima provoca que el eslabón comience a fundir.
- **Curva de Apertura total (AP)**, el fusible funde por completo abriendo el circuito.

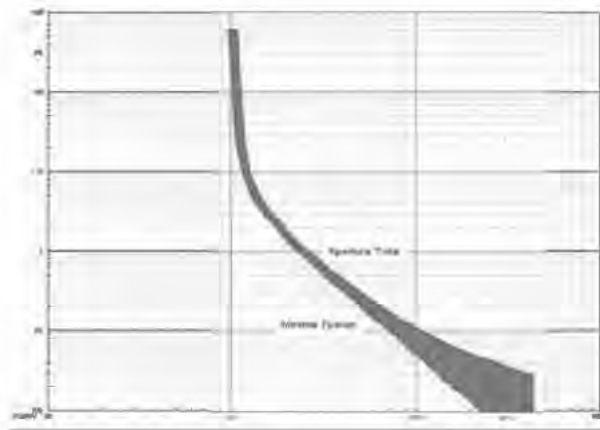


Figura 2.4: Característica de operación de fusible de protección

2.2.2.2. Protección de sobreintensidad

El relé de sobreintensidad (OCR) es un dispositivo lógico que detecta una falta en un tramo del sistema eléctrico y mediante su actuación la despeja en el menor tiempo posible. Los OCR más utilizados son los de tiempo inverso que poseen una curva característica tiempo-corriente en la que el tiempo de actuación es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente observada.

El funcionamiento del OCR depende de las siguientes variables:

- El nivel de corriente mínima de operación (o corriente de pickup, TAP) que es aquel valor que produce el arranque del relé.
- La característica de tiempo de operación, es decir la forma en que el relé responde con respecto al tiempo.

Existen diferentes curvas de tiempo inverso en las que las características se pueden representar mediante expresiones matemáticas. En la presente Tesis se utilizarán las

curvas de tiempo inverso correspondientes al estándar de la norma IEC 60255, mostrada en la ecuación 2.2

$$t_{op} = \frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_m}\right)^\alpha - 1} \cdot TMS \quad (2.2)$$

Donde:

- α y β ; son constantes de diseño.
- I ; es la corriente de cortocircuito vista por el relé.
- I_m ; es la corriente de mínima de operación o de arranque (pick-up).
- TMS (Time Multiplier Setting); es el factor de escala para un determinado tipo de curva.

Dentro de una curva característica determinada por β la constante α define los tiempos de actuación del relé de sobreintensidad hablándose así de característica de tiempo inverso, muy inverso y extremadamente inverso. En la siguiente tabla se muestran los valores de las constantes en función del tipo de curva;

Tabla 2.1: IEC 60255 constantes para los relés de sobrecorriente

Tipo de curva	α	β
Tiempo Inverso	0.02	0.14
Muy Inversa	1	13.5
Extremadamente Inversa	2	80

En la figura 2.5 se muestran las características de operación de los relés de tiempo inverso.

En protecciones de líneas de distribución se utilizan dos tipos de relés de sobreintensidad: los de sobreintensidad de tiempo diferido (temporizados) y los instantáneos. Los ajustes de los relés de sobreintensidad de tiempo diferido se seleccionan para que actúen como protección primaria para una sección de línea y como protección de respaldo o apoyo remoto de la sección o secciones adyacentes.

Para despejar la falta en un tiempo definido cada relé de sobreintensidad tiene que ser coordinado con otros dispositivos localizados en los nudos adyacentes. La correcta coordinación entre los dispositivos de protección implica establecer adecuadamente la

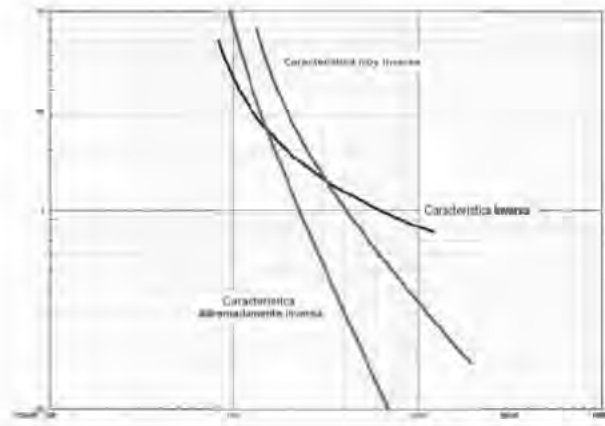


Figura 2.5: Características de operación del OCR

secuencia de operación de los mismos para cada posible localización de la falta aislando la línea en la que ha tenido lugar con suficiente margen y sin retraso en la operación del relé (Thangaraj et al., 2010).

En la figura 2.6 se puede observar como los relés de sobreintensidad ubicados en A cubren las funciones de protección primaria para el tramo 1-2 y la protección de respaldo para el tramo 2-3.

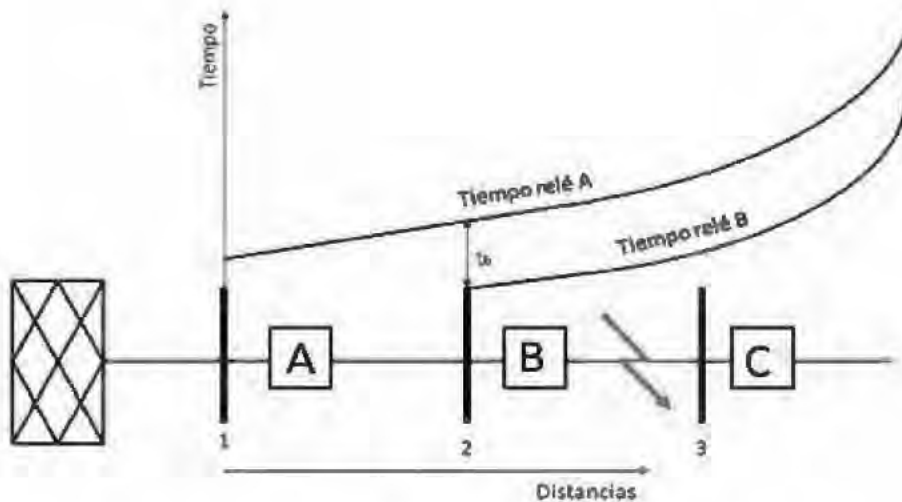


Figura 2.6: Operación de relés de protección de tiempo diferido

Puede observarse que aunque los relés colocados en A pueden actuar para faltas ocurridas en el tramo 2-3, los ajustes se calcularán para que exista una selectividad con los relés de protección primaria dispuestos en B. Esto significa que los relés instalados en B deben operar y disparar para faltas que se produzcan en el tramo 2-3 antes que

operen los instalados en A. Para ello, se deben coordinar los valores de ajuste de las intensidades y tiempos de operación, así, al tiempo de operación de los relés ubicados en A se le añade t_b . Si denominamos t_1 y t_2 ; tiempo de operación los relés instalados en A y B respectivamente, el tiempo de actuación de los relés instalados en A con falta en la sección 2-3 será:

$$t_1 = t_2 + t_b \quad (2.3)$$

Donde t_b es el intervalo de tiempo de coordinación CTI. La unidad instantánea se debe ajustar para que en ningún caso detecte una falta que se produzca fuera de la zona que tiene bajo su supervisión. Este ajuste se realiza para el valor de cortocircuito en el extremo más alejado de la línea.

2.2.2.3. Protección direccional

Este tipo de protección se utiliza también en las líneas de distribución por su condición de selectivas actuando solamente para sobrecargas o faltas que se produzcan en una determinada dirección de las intensidades.

Una unidad direccional actúa bajo unas determinadas condiciones del desfase de ángulo que forma el fasor de intensidad con el fasor de tensión o con una intensidad de referencia denominada de polarización, debiendo hacer que la unidad diferencial opere solamente cuando la corriente circula en un determinado sentido. Esta protección se aplica normalmente en redes de transporte y en líneas de media tensión no radiales.

En la figura 2.7 se muestra el ejemplo de aplicación de protecciones direccionales, la intensidad de cortocircuito proveniente de la subestación será detectada por las unidades direccionales B y D. Sólo el relé D detectará una circulación de intensidad en el sentido que ha sido ajustado y disparará su interruptor, quedando el cortocircuito alimentado por el interruptor C hasta que dispare su correspondiente protección de sobreintensidad. De esta forma el servicio no se interrumpe ya que la línea A-B permanece conectada.

2.2.2.4. Reenganchador

El reenganchador es el relé de protección encargado a cerrar los tres polos de un interruptor automático después de la desconexión a consecuencia de una falta en la red de energía (Anderson, 1998).

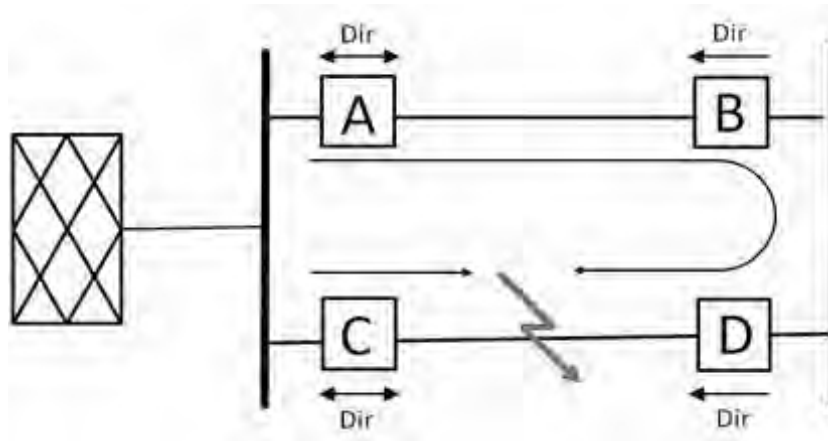


Figura 2.7: Operación de relés direccionales

En las líneas o alimentadores de distribución es muy usual el empleo de relés de tres y hasta cuatro escalones de reenganches sucesivos generalmente uno inicial rápido para la desionización del arco (entre 0.1-0.3 s) y otros dos o tres más lentos programados para que den orden de cierre en tiempos comprendidos entre 10 y 150 ms (Rhee et al., 2011).

2.3. Generación distribuida en redes de distribución

2.3.1. Introducción

La filosofía actual de la planificación, gestión y control de una red de distribución eléctrica radial está basada en el supuesto de la existencia de flujos unidireccionales de potencia que se transportan desde los niveles de tensión más elevados, correspondientes a las redes de transporte, hasta los niveles de distribución donde se encuentran los clientes. Estos supuestos permiten implementar esquemas de protección relativamente sencillos y económicos con los que se consigue una operación selectiva del sistema de protección (Dugan y McDermott, 2002) y (Salman y Rida, 2001). De acuerdo con los principios de selectividad (Anderson, 1998), sólo el disparo de la protección más cercana al defecto debe funcionar para despejar la falta quedando el resto de la red energizada.

La instalación de GD en niveles de media y baja tensión cambia esta base fundamental, ahora las potencias pueden fluir desde las redes de distribución, en las que se encuentran conectadas las unidades de GD, hacia las redes de transporte. En este nuevo escenario pueden aparecer flujos bidireccionales de potencia (Repo et al., 2007) y variaciones en el valor de las corrientes de cortocircuito. Las principales consecuencias sobre los sistemas de protección de esta nueva realidad en los sistemas de distribución son:

la pérdida de coordinación entre los dispositivos de protección, disparos intempestivos de los mismos, retraso en los tiempos de operación, fallos en la operación de las protecciones (Repo et al., 2007) y (Conti, 2009), dificultad en la localización y despeje de la falta (Gómez y Morcos, 2005b), (El-Khattam y Sidhu, 2009) y (Mozina, 2008), incluso la imposibilidad de distinguir entre una falta producida en el alimentador principal a la producida en la línea derivada (Rhee et al., 2011). Esta nueva situación obliga a realizar un cambio importante en la filosofía tradicional de cálculo de los umbrales de ajuste de las protecciones.

Los impactos de la GD sobre la red de distribución han sido tratados a lo largo de la bibliografía (Girgis y Brahma, 2001) y (Conti, 2009). En este documento se van a exponer aquellos impactos más significativos como son: la pérdida de sensibilidad, pérdida de coordinación entre dispositivos y disparos intempestivos de los dispositivos de protección.

2.3.2. Impacto de la GD sobre los dispositivos de protección

Una red de distribución de energía eléctrica consiste fundamentalmente en un alimentador principal cuyo origen es una subestación eléctrica (SE) desde la que se ramifican varias líneas derivadas que alimentan a varias cargas (Ver figura 2.8). La estructura típica de estas redes es radial.

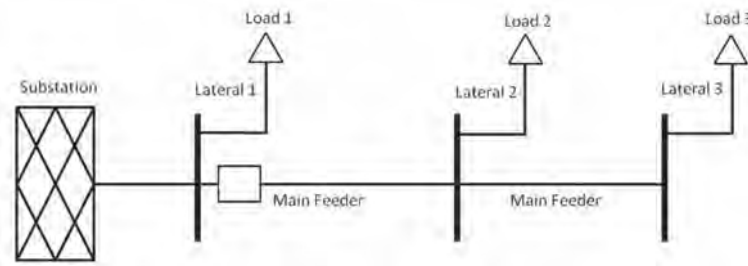


Figura 2.8: Esquema típico de una red de distribución radial

Los esquemas de protección de las redes eléctricas de distribución se diseñan en base a esta estructura radial en la que se considera que existe una única fuente de suministro de energía en la Subestación Eléctrica de cabecera que alimenta a todas las cargas instaladas aguas abajo de ella, en esta estructura se supone que no existe GD instalada en la red. En cada tramo de la rama principal se instalan protecciones que se coordinan con las instaladas aguas arriba de cada una de ellas.

La existencia de Generación Distribuida produce en algunas situaciones fallos anó-

malos en los esquemas de protección tradicionales, tales como los siguientes:

2.3.2.1. Pérdida de sensibilidad

Según P.M Anderson.(Anderson, 1998) se puede definir la pérdida de sensibilidad de las protecciones eléctricas como:

«La capacidad del sistema de protección para identificar condiciones anormales de falta que excedan del valor de disparo o para detectar valores umbrales que inicien la acción protectora cuando la cantidad medida supere el umbral».

Con la instalación de GD en las redes de distribución, puede presentarse problemas de falta de sensibilidad si el ajuste inicial del relé de protección ubicado en cabecera de la línea de alimentación no ha sido revisado una vez la unidad de GD ha sido instalada en la red. Este fenómeno también es conocido como **Protection Blinding** (Maki et al., 2007). Este fenómeno ocurre en el caso de que la unidad de GD y la subestación estén contribuyendo a la falta en paralelo.

Esta situación se muestra en la figura 2.9, en la que se representa un sistema eléctrico de distribución, donde $I_{k,grid}$ e $I_{k,GD}$ son la corrientes de cortocircuito aportadas por la subestación (SE) y la unidad de GD respectivamente.

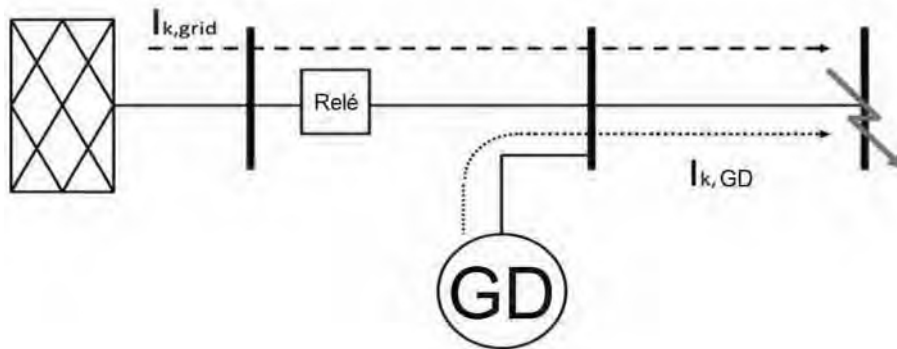


Figura 2.9: Cortocircuito aguas abajo de la GD y la SE

La pérdida de sensibilidad del dispositivo de protección puede ser analizada en función de la localización del cortocircuito con respecto a la GD distinguiéndose entre cortocircuitos localizados aguas arriba de la GD y cortocircuitos localizados aguas abajo de la GD.

En la figura 2.10 se representa una red de distribución con los siguientes dispositivos de protección: protección principal del alimentador (R), reenganchador automático (RC) y un fusible de protección (FUS) para la protección de la línea derivada. Se observa que para faltas localizadas aguas arriba de la GD (entre la SE y la GD), la corriente de contribución de la SE al cortocircuito es independiente del tamaño de la GD.

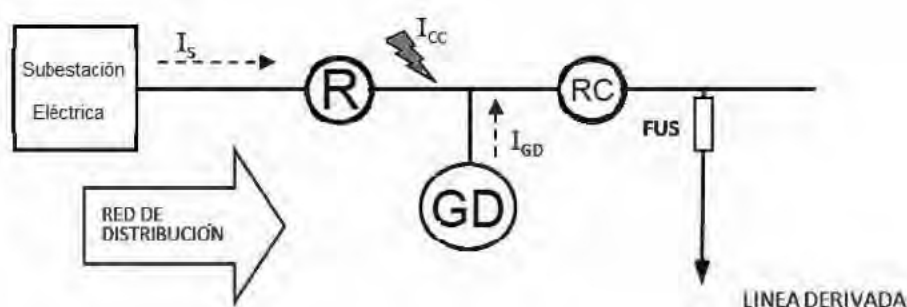


Figura 2.10: Representación del fenómeno Blinding: Cortocircuito producido entre la SE y la GD

En la figura 2.11 se representa las curvas características de operación de los dispositivos de protección de la red de distribución. En el caso de faltas aguas arriba de la GD el valor de la corriente de contribución de la SE a la falta es constante.

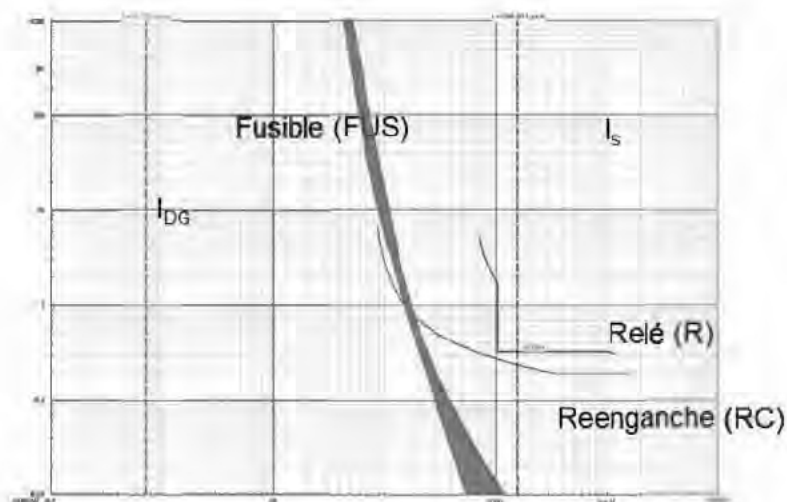


Figura 2.11: Pérdida de sensibilidad para Cortocircuito localizado entre la GD y la SE

Por el contrario, para faltas localizadas aguas abajo de la subestación y de la GD, como la representada en la figura 2.12, se observa en la figura 2.13 cómo la corriente

de contribución de la GD al cortocircuito ocasiona que la corriente medida por el relé principal de la SE sea cada vez menor cuanto mayor es la GD provocando pérdida de sensibilidad en el mismo.

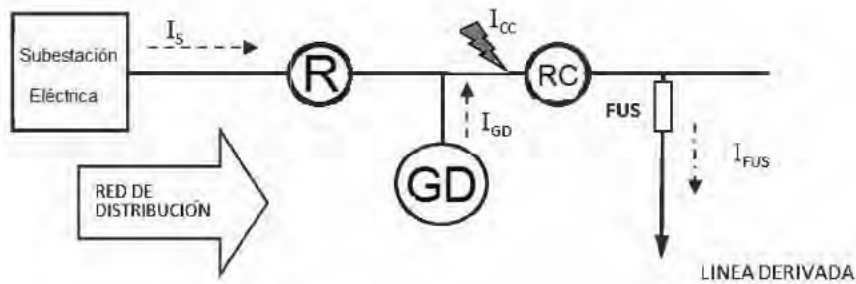


Figura 2.12: Representación del fenómeno Blinding: Cortocircuito producido aguas abajo de la SE y de la GD

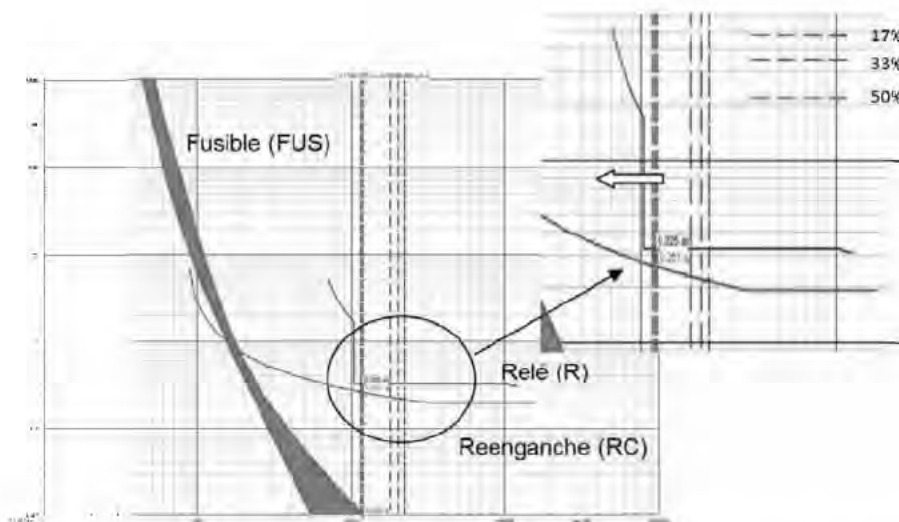


Figura 2.13: Pérdida de sensibilidad para Cortocircuito localizado aguas abajo de la GD y la SE

2.3.2.2. Pérdida selectividad

De acuerdo a P. Montané.(Montané, 1993)

«Existe selectividad entre protecciones de una instalación cuando, al producirse una falta o sobreintensidad, actúa únicamente el dispositivo previsto (el situado inmediatamente aguas arriba) de la falta o aparato sobrecargado».

El problema de falta de selectividad da lugar a dos actuaciones simultáneas, de acuerdo al autor K. Maki en (Maki et al., 2007).

1. Desconexión innecesaria de la línea de alimentación de la unidad de GD, fenómeno conocido como (*Sympathetic Tripping*) o disparo por simpatía.
2. Desconexiones intempestivas de la unidad de GD.

La teoría del disparo por simpatía es simple: Si por ejemplo, se considera un sistema eléctrico formado por “n” líneas en paralelo que se alimentan de una misma subestación en donde en una de las líneas existe GD conectada y cada una de las líneas dispone de una protección de sobreintensidad. En esta situación si se produce una falta en cualquiera de las “n-1” líneas sin GD, como se muestra en la figura 2.14. La unidad de GD contribuirá a la falta alimentando al cortocircuito con un valor de corriente que fluye desde la GD en dirección a la subestación. Si el relé de protección de la línea con GD, no detecta la dirección de esta corriente, se puede producir el disparo innecesario de la protección de la línea en la que se encuentra instalada la GD.

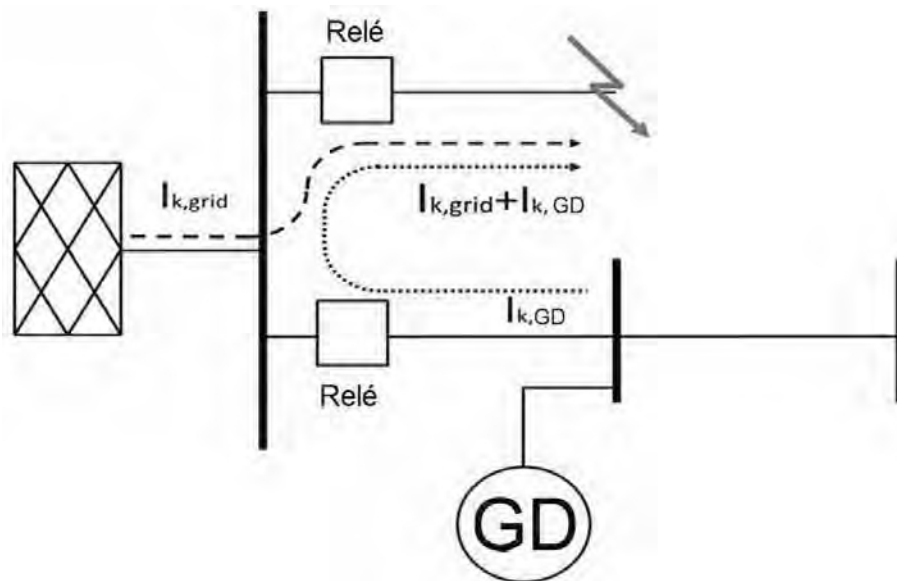


Figura 2.14: Problemas de falta de selectividad (Maki, 2007)

En función de los ajustes iniciales y de los esquemas de coordinación de dispositivos de protección puede ocurrir que una falta en una línea derivada como la reflejada en la figura 2.15 ocasione la pérdida de coordinación entre el fusible de protección y el reenchador del alimentador principal.

Este efecto se denomina *Fuse Nuisance Blowing* y es mostrado en la figura 2.16 donde puede observarse como una falta ocurrida en la línea derivada provoca el disparo

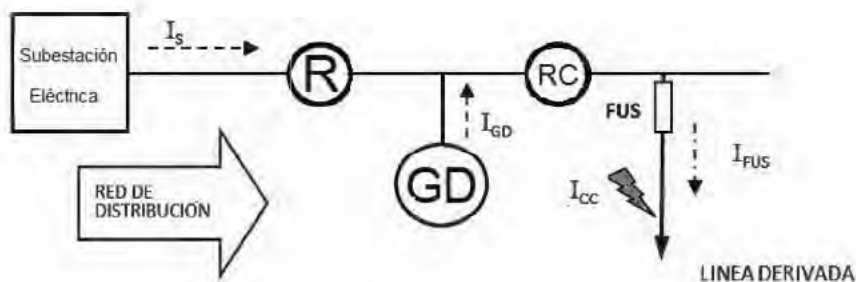


Figura 2.15: Pérdida de coordinación entre el fusible de protección y el reenganchador del alimentador principal

del fusible de protección antes de que actúe el reenganchador. En el supuesto de que la falta ocurrida hubiese sido de naturaleza temporal ocasionaría la desconexión y pérdida del suministro eléctrico de las cargas conectadas a la línea derivada.

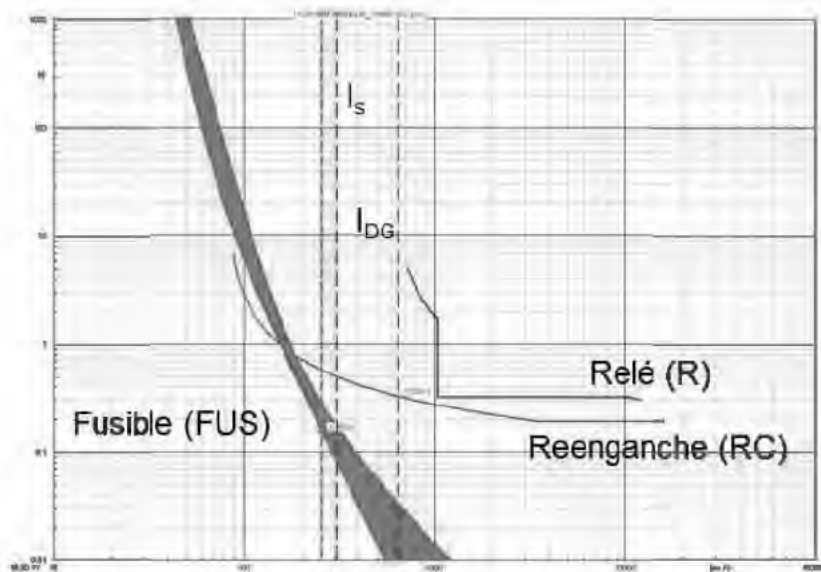


Figura 2.16: Pérdida de selectividad entre el fusible de protección y el reenganchador

Una solución a este problema sería la instalación de un relé direccional de corriente en cabecera de línea con el consecuente costo asociado del mismo.

Este fenómeno también puede ser evitado por coordinación de los tiempos de operación de los relés de protección de las líneas. Por ejemplo, si la falta tiene lugar en una línea adyacente a la de GD y la protección de esta línea actúa antes que la protección

de la línea en la que se encuentra conectada GD se evitará esta situación.

También pueden aparecer actuaciones intempestivas de la unidad de GD en circunstancias similares a las vistas. Cuando una falta tiene lugar en una línea adyacente, la desviación en los valores de tensión y frecuencia en el punto de conexión común pueden ser suficientemente grandes como para provocar el disparo de las protecciones de la unidad. Por ello, los ajustes de las protecciones deben ser realizados para las faltas más severas y desfavorables en líneas distintas a aquella en la que se encuentre GD instalada.

En lo referente a estudios de selectividad de protecciones son varios los autores que se han interesado por esta parte dentro del campo de la ingeniería de protecciones, como ejemplo basta citar a A.Girgis en (Girgis y Brahma, 2001) donde se realiza un estudio sobre una red radial para determinar el efecto producido por la instalación de GD sobre los dispositivos de protección desde el punto de vista de:

- Coordinación Fusible-Fusible.
- Coordinación Reenganche-Fusible.
- Coordinación Relé-Relé.

Las conclusiones más importantes a las que llega son las siguientes:

1. Los dispositivos ubicados aguas abajo de la última unidad de GD instalada no detectan corrientes de falta aguas arriba de forma que con un ajuste adecuado, las protecciones deben ser capaces de detectar corrientes de falta aún mayores por la instalación de GD sin que exista problema alguno de coordinación entre ellas.
2. En el caso de que las protecciones sean capaces de detectar faltas aguas arriba se pueden dar dos situaciones distintas:
 - Que detecten la misma corriente de falta tanto aguas abajo y como aguas arriba, en esta situación las protecciones entran en conflicto y por lo tanto se pierde selectividad.
 - Que detecten diferente corriente de falta aguas abajo que aguas arriba, en esta situación existe un margen (entre una I_{min} e I_{max}) dentro del cual es posible mantener la selectividad entre ellas de manera que:
 - Si la corriente vista por las protecciones es mayor que el margen de coordinación se mantiene selectividad entre ellas.
 - En el caso de que la corriente vista sea menor que el margen de coordinación no es posible mantener selectividad entre protecciones.

2.3.2.3. Fallos en el reenganche automático

P.M Anderson (Anderson, 1998) define el reenganchador como;

«El reenchanche automático es un esquema de control que realiza la reconexión del interruptor una vez despejada la falta cuya finalidad no es otra que restaurar lo más rápidamente el sistema a su condición normal de operación».

Los reenganchadores automáticos se emplean en las líneas de distribución con la finalidad de despejar faltas eléctricas temporales.

De acuerdo con las estadísticas y datos existentes, cerca del 80 % de las faltas que tienen lugar en las redes de distribución son de carácter temporal y son despejadas mediante reenganchadores automáticos (Montané, 1993). Como resultado, el reenganche verá la falta como si se tratase de una falta permanente (Maki, 2007). Estos fallos en el reenganche pueden tener consecuencias significativas:

- Reducción de la seguridad de la red.
- Reconexiones asíncronas de la unidad de GD, la velocidad del generador puede cambiar durante los intervalos de reconexiones dando lugar a severos esfuerzos mecánicos que pueden dañar la máquina además de inyectar perturbaciones a la red.

Si la GD no es desconectada correctamente durante la secuencia de actuación del reenganche, puede darse la situación de que la GD se encuentre aislada de la red principal pero siga funcionando en modo isla, contribuyendo a la falta en el caso del cortocircuito que se ha producido aguas abajo de la GD como se refleja en la figura 2.17.

Por estas razones, es necesario desconectar la unidad de GD de la red de distribución durante el tiempo de apertura del reenganchador.

En ocasiones puede ser necesario aumentar el tiempo de de apertura del reenganche para facilitar una desconexión eficaz de GD, es por esto que los reenganches de alta velocidad no son recomendables en presencia de GD.

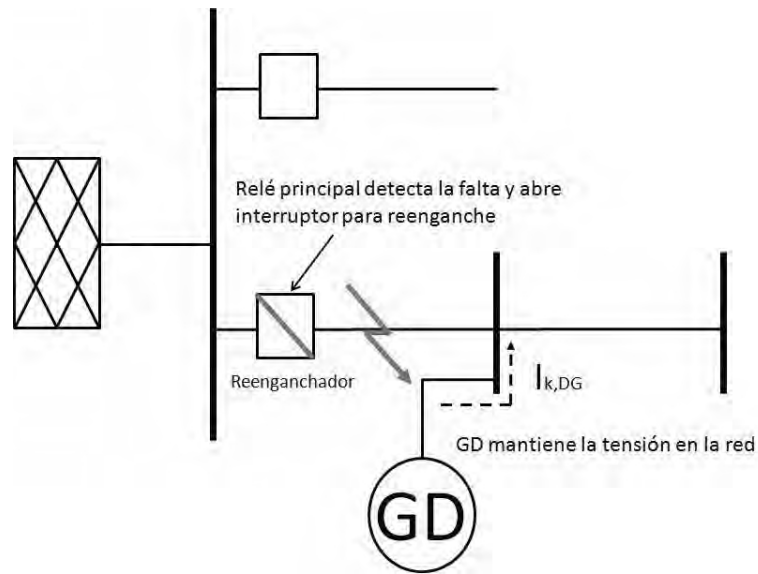


Figura 2.17: Fallo en reenganchador (Maki, 2007)

Por otro lado, una vez despejada la falta (los niveles de tensión vuelven a sus valores normales), la unidad de GD no debe ser reconectada automáticamente, (el reenganche lo vería como una nueva situación de falta y actuaría en consecuencia). La reconexión de múltiples unidades de GD debe realizarse secuencialmente para evitar en lo posible la aparición de fenómenos transitorios y perturbaciones significativas en la red de distribución.

Capítulo 3

Coordinación Clásica de Protecciones

3.1. Introducción

Los esquemas clásicos de protección de redes de eléctricas de distribución están diseñados suponiendo que existe una única fuente de suministro de energía, normalmente en la cabecera de la línea, que alimenta a todas las cargas instaladas aguas debajo de ella. A continuación, se muestran los esquemas de coordinación entre los dispositivos de sobrecorriente más habituales en las redes de distribución.

3.1.1. Coordinación fusible-fusible

En primer lugar se va a analizar la coordinación entre los dispositivos de protección más sencillos en redes de distribución, los fusibles.

La figura 3.1 a) muestra las curvas de operación de los fusibles de protección en una red radial correspondiente al esquema de la figura 3.1 b). Como se puede observar, la red de distribución está formada por una línea o alimentador principal y dos líneas derivadas. Las tres líneas están protegidas mediante fusibles en sus respectivas cabeceras. Ante faltas en las líneas derivadas los fusibles instalados en las cabeceras de dichas líneas (fusibles rojos) actúan como protección principal de forma instantánea, si dichos dispositivos fallan o la falta no es despejada el fusible de la línea principal debería actuar como protección secundaria o de apoyo en tiempo diferido o con un retraso respecto de la actuación de la protección principal.

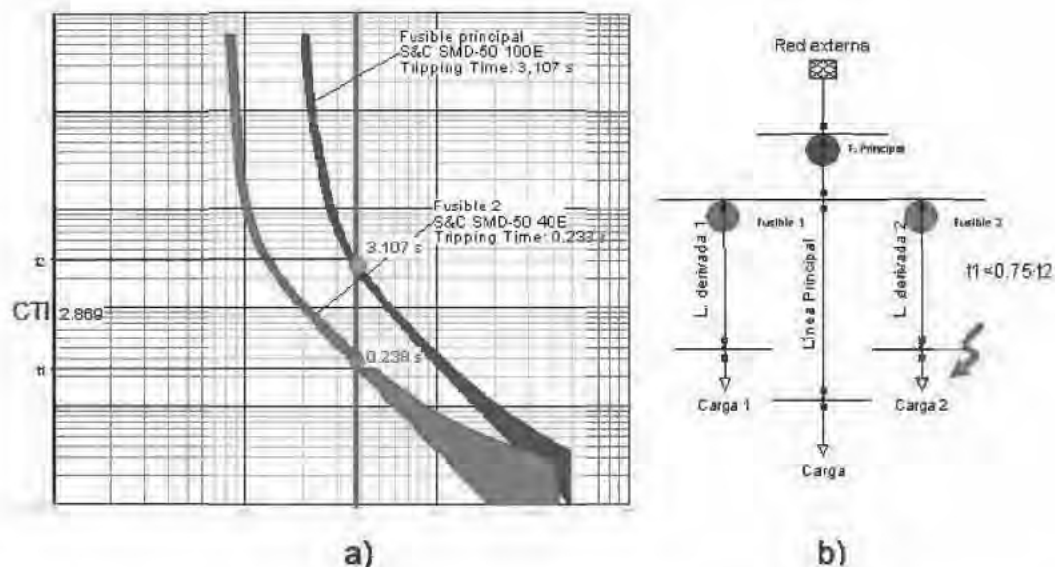


Figura 3.1: Ejemplo de coordinación entre fusibles de protección instalados en una red de distribución radial

La figura 3.1 a) muestra un ejemplo de actuación de los relés ante una falta ocurrida

en la línea derivada 2. La línea roja vertical muestra la corriente de cortocircuito en el punto de fallo de la línea derivada 2. Como se puede observar en la figura de coordinación de dispositivos, el fusible de la línea derivada 2 (representado mediante las curvas rojas) detecta la falta y actúa a los 0,238 s. En caso de fallo de este dispositivo, el fusible de la línea principal (representado mediante la curva azul) abriría el circuito de la línea principal a los 3.107 s.

Para faltas en la línea principal, el fusible 1 y 2 no detectarían la falta, será el fusible de cabecera quien actuará como protección principal.

La condición fundamental para la coordinación entre fusibles es que; ante una misma corriente de falta, el tiempo total de actuación (t_1) del fusible que actúe como protección principal no debe exceder el 75 % del tiempo de mínimo (t_2) a partir del cual el fusible que actúe como protección de apoyo comience detectar la falta. (Gers y Holmes, 2004)

3.1.2. Coordinación Reenganche-Fusible

Para explicar los criterios empleados en la coordinación entre reenganchador y fusibles se representan en la figura 3.2 a) las curvas características de operación tanto del reenganchador como del fusible y en la figura 3.2 b) un ejemplo de una red de distribución radial cuyas líneas derivadas están protegidas mediante fusibles (dispositivos marcados en rojo) y la línea principal mediante un reenganchador (dispositivo señalado en azul).

Para una falta en la línea derivada 2, el fusible encargado de proteger dicha línea solamente actuará para faltas permanentes en la misma. En caso de fallo del fusible o falta permanente el reenganchador de la línea principal será el encargado de despejar la falta.

Para una correcta coordinación y un mismo valor de intensidad de falta (IF) las curvas de operación rápida y lenta del reenganchador deben contener la curva de operación del fusible, es decir, el tiempo de mínima fusión (MF) del fusible 2 tiene que ser superior al tiempo de operación de la curva de reenganche rápido ($t_{recloserFast}$) del reenganchador y el tiempo de apertura total (AP) del fusible 2 ha de ser menor que el tiempo de operación del reenganche lento ($t_{recloserSlow}$).

Para una falta en línea derivada 2 como la mostrada en la figura 3.2 a), el reenganchador abriría el circuito con el primer reenganche en un tiempo $t_{recloserFast}$ (curva

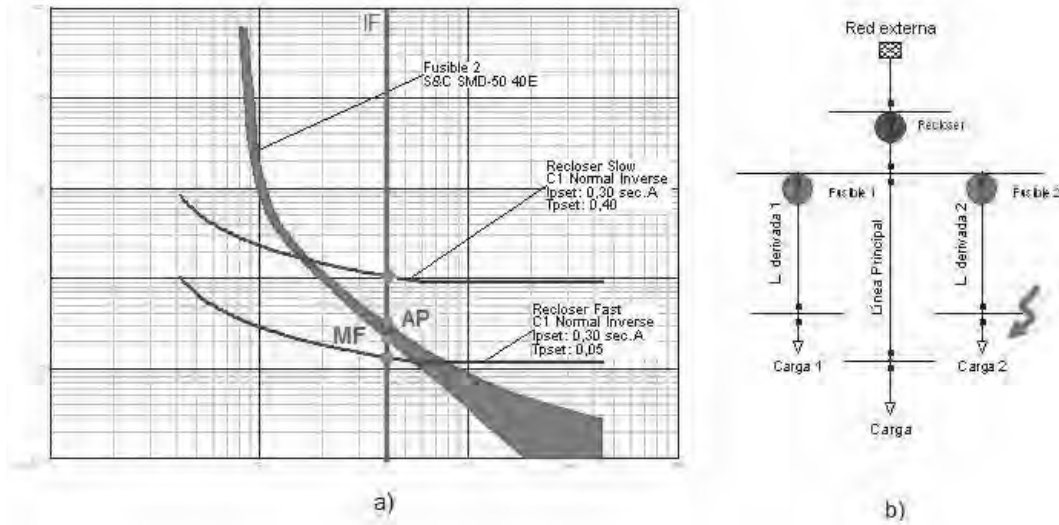


Figura 3.2: Ejemplo de coordinación Reenganchador-fusible de protección instalado en una red de distribución radial

de actuación rápida). Con esta primera actuación la falta quedaría despejada si fuera temporal. En el caso de que la falta sea permanente, el fusible comenzará a fundir en un tiempo $t_{FusibleMF}$ y aislará la falta de la línea derivada en un tiempo $t_{FusibleAP}$.

En el caso de que el fusible fallase en su operación, el reenganchador proporcionaría protección de apoyo y despejaría la falta a través de un segundo reenganche en un tiempo $t_{recloserSlow}$ (curva de actuación lenta).

3.1.3. Coordinación entre relés de protección

La figura 3.3 a) muestra un ejemplo de coordinación entre relés de sobrecorriente de tiempo inverso para una red de distribución radial como la representada en la figura 3.3 b). Se han considerado curvas de actuación normal inversa para los relés presentes en el sistema y se han asignado valores de TMS (Tiempo de Ajuste de Dial) 0.1 para el relé 2, que protege la línea derivada 2, y 0.2 para el relé que protege la línea principal.

Ante una falta en las líneas derivadas, los relés de cabecera de dichas líneas actúan como protección principal mientras que el relé de la línea principal actúa como protección de apoyo. Para que exista una correcta coordinación entre los relés de protección y las faltas sean despejadas adecuadamente el tiempo de actuación del relé principal debe de incluir el tiempo de actuación del relé 2 así como el tiempo de actuación del interruptor 2. Este intervalo de tiempo de coordinación es el que ya fue definido anteriormente como CTI.

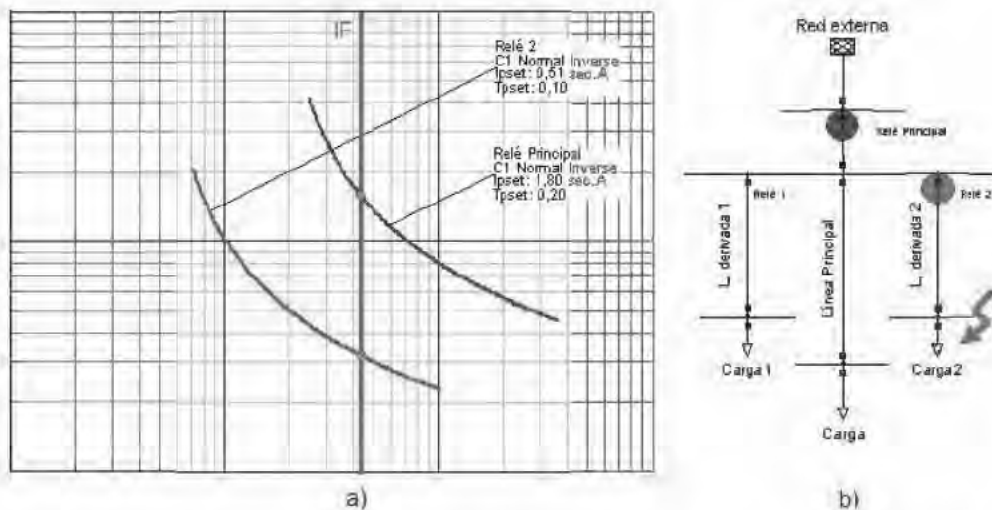


Figura 3.3: Ejemplo de coordinación entre relés de protección instalado en una red de distribución radial

3.2. Caso de estudio: Coordinación Clásica de Protecciones

Para analizar el impacto de la GD en las redes de distribución radiales se van a realizar diferentes estudios sobre una red de distribución normalizada IEEE de 34 nudos (IEEE, 2004), figura 3.4, que se ha modelado y simulado empleando el software DigSILENT Powerfactory (DigSILENT, 2008).

Las características principales de la red de estudio mostrada en la figura 3.4 son:

- La tensión en la red de distribución es de 15 kV.
- La potencia de cortocircuito en el punto de conexión a red de la red de distribución es de 100 MVA.
- La demanda de energía de las cargas eléctricas conectadas a la red es de 12 MWA. La tabla 3.1 muestra las características de las cargas presentes en el sistema. En el análisis de flujo de cargas las cargas se han modelado como cargas trifásicas equilibradas de potencia constante.
- En la red de estudio se han incorporado dos unidades de GD fotovoltaicas conectadas en los nudos 20 y 22. La potencia nominal de las unidades fotovoltaicas varía en función de los estudios realizados entre 2 y 6 MW, correspondientes a un 17% y 50% de penetración de GD.

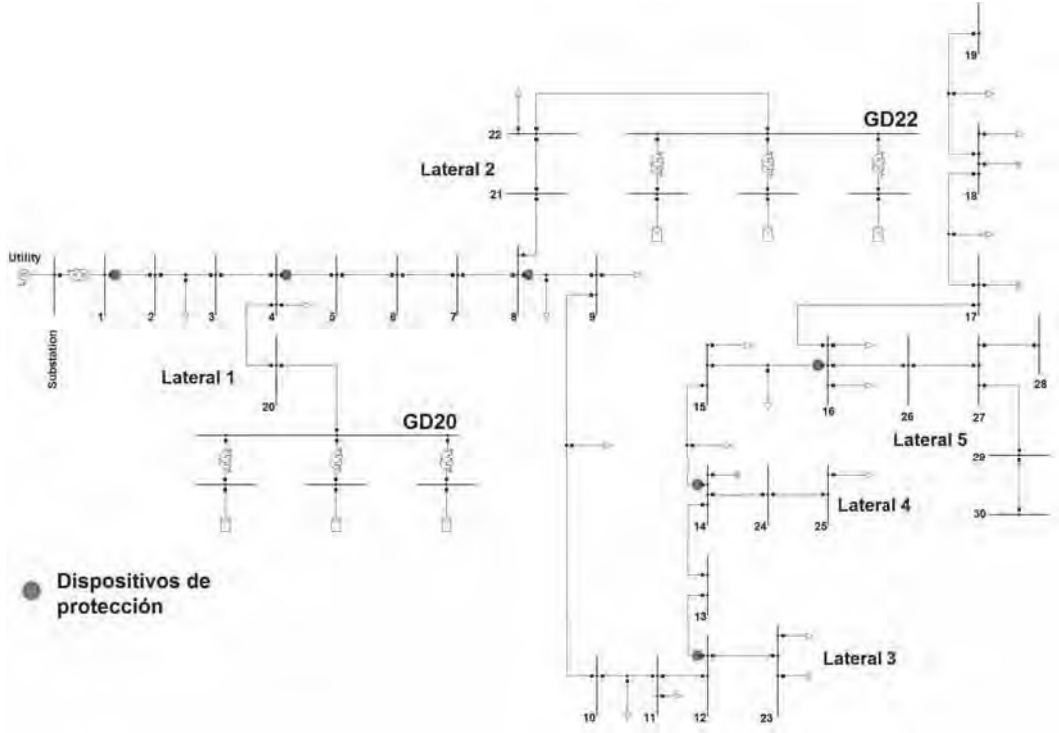


Figura 3.4: Red de distribución normalizada de 34 nudos

3.2.1. Características del sistema fotovoltaico conectado a red

Las instalaciones fotovoltaicas (PV) con ayuda de las células solares, convierten la luz procedente del sol directamente en energía eléctrica. Estas instalaciones se conectan a la red de distribución en el PCC a través del correspondiente inversor y transformador de potencia. El sistema fotovoltaico conectado a una red de distribución puede representarse según la figura 3.5.

3.2.1.1. Campo fotovoltaico (CF)

En el campo fotovoltaico se encuentran los dispositivos que permiten captar la irradiación procedente del sol y convertirla en energía eléctrica. Estos dispositivos se denominan célula fotoeléctrica. La figura 3.6 muestra el circuito equivalente más utilizado para su descripción.

En la misma, la corriente de salida de la célula fotoeléctrica (I) puede ser calculada como la diferencia entre la corriente de campo fotoeléctrico I_{ph} y la que atraviesa el diodo, I_D como indica la ecuación 3.1.

$$I = I_{ph} - I_D \quad (3.1)$$

Cargas	Tipo	P(MW)
2-3	Y-PQ	1,1
4	Y-I	1,00
8-9	D-I	0,697
9-10	Y-Z	0,68
10-11	Y-I	0,8
14-15	Y-PQ	0,8
15-16	Y-PQ	0,014
22	D-Z	0,9
17-18	D-Z	1,46
23	Y-PQ	0,18
9	Y-Z	0,135
18-19	Y-PQ	0,9
16	Y-PQ	0,8
11	D-PQ	0,64
15	Y-PQ	0,4
25	Y-PQ	0,4
18	D-I	1,5
	TOTAL	12,349

Tabla 3.1: Distribución de cargas en la red

La corriente que circula por el diodo se puede expresar como indica la ecuación 3.2

$$I_D = I_0 \cdot \exp\left(\frac{V - I \cdot R_s}{V_t}\right) \quad (3.2)$$

Por otro lado, la corriente que inyecta la célula fotoeléctrica puede escribirse como muestra la ecuación 3.3

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \exp\left(\frac{V - I \cdot R_s}{V_t}\right) \quad (3.3)$$

En el caso de cortocircuito, la corriente procedente del campo fotoeléctrico es igual a la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico (I_{sc}) como muestra la ecuación 3.4

$$I_{ph} = I_D \quad (3.4)$$

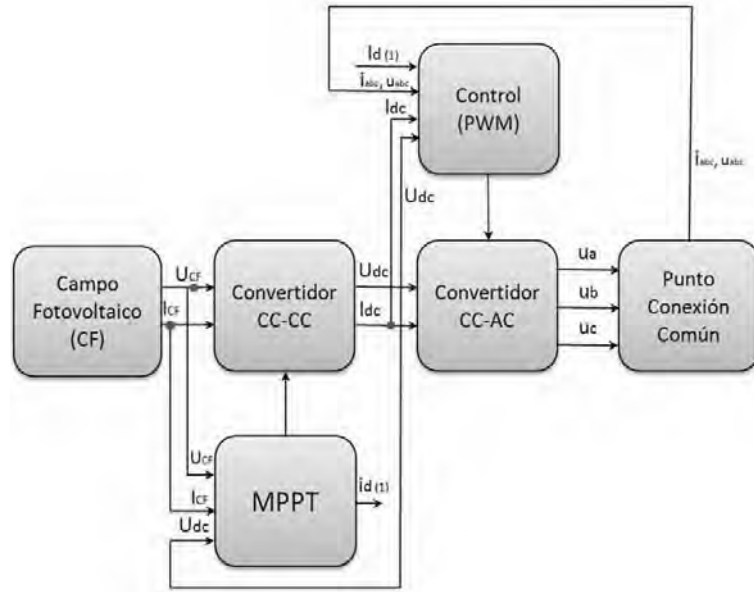


Figura 3.5: Sistema fotovoltaico conectado a red

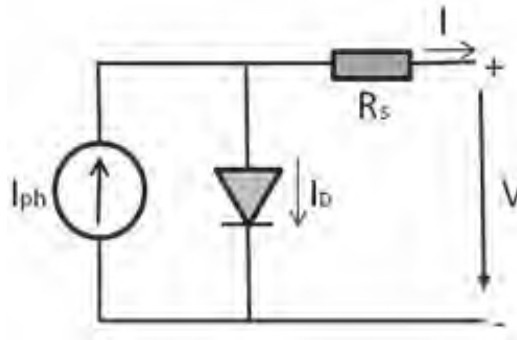


Figura 3.6: Circuito equivalente de una célula fotovoltaica

Por otro lado, el caso de una célula fotoeléctrica ideal, la corriente de saturación puede ser calculado de acuerdo a (Sera et al., 2007) de donde puede deducirse que esta corriente solamente depende de la temperatura del módulo y es independiente de la irradiación solar, la expresión para el cálculo de la corriente de saturación es la mostrada en la ecuación 3.5

$$I_0 = \frac{I_{sct}}{\exp\left(\frac{V_{oct}}{V_t}\right)} \quad (3.5)$$

Donde V_{oct} , es la tensión de la célula fotovoltaica a circuito abierto y I_{sct} la corriente de cortocircuito ambos valores dependientes de la temperatura de funcionamiento.

3.2.1.2. Convertidor CC-CC

Este dispositivo electrónico es el encargado de conseguir la tensión en CC deseada a la entrada del inversor CC-CA. Este convertidor CC-CC conmutado eleva la tensión a la salida del campo fotovoltaico hasta la tensión de funcionamiento a la entrada del inversor CC-CA. Está formado por IGBTs, que funcionan a modo de interruptores, controlados por la señal PWM.

3.2.1.3. Convertidor CC-CA

El inversor CC-CA trifásico, utiliza la tensión CC a su entrada y la convierte en corriente y tensión alterna, CA, a su salida. Estos inversores tienen que estar completamente sincronizados con la tensión frecuencia de la red eléctrica a la que se encuentran conectados. Además este dispositivo tiene que asegurar que el sistema fotovoltaico opere siempre en el punto de máxima potencia (MPP), para este propósito es necesario dotar al sistema de un control de seguimiento del mismo (MPPT) que se vaya adaptando a las condiciones de radiación solar y temperatura de forma que se garantice en todo momento la máxima eficiencia del inversor.

En la bibliografía consultada, existen diferentes técnicas para la implementación del MPPT en el sistema fotovoltaico, así Perturb and Observe (P & O), Hill Climbing, Incremental Conductance (IncCond), Fractional Open Circuit Voltage , Constant Voltage (CV) y Fractional Short Circuit Current son estudiados en (Yazdani y Di Fazio, 2011) y (Esrám y Chapman, 2007). El algoritmo más utilizado para el seguimiento del punto de máxima potencia es el de Perturbación y Observación (P&O) su funcionamiento se basa en crear una perturbación en la tensión de salida de DC del campo fotovoltaico observando su influencia en la potencia entregada por el mismo. De esta forma, ante una pequeña perturbación (por ejemplo, variación de tensión) si la potencia medida es mayor que la medida en la muestra anterior se continúa realizando la misma variación en la tensión (aumento o disminución), si la potencia es menor que la obtenida en la muestra anterior, se realiza la variación de tensión opuesta (disminución o aumento) a la que se estaba haciendo en el ciclo anterior. Una vez alcanzado el punto de máxima potencia el algoritmo hará que el punto de operación del panel oscile en torno a él.

En la figura 3.7 se representa el diagrama de flujo, muestra cada una de las situaciones en las cuales trabaja el algoritmo de P&O (Albarracín, 2010).

Para llevar a cabo el seguimiento del MPP, en primer lugar se mide la corriente del campo fotovoltaico y se compara con la corriente de referencia deseada, I_{ref} , además, se calcula en todo momento, el valor de la potencia de salida del campo fotovoltaico, por lo

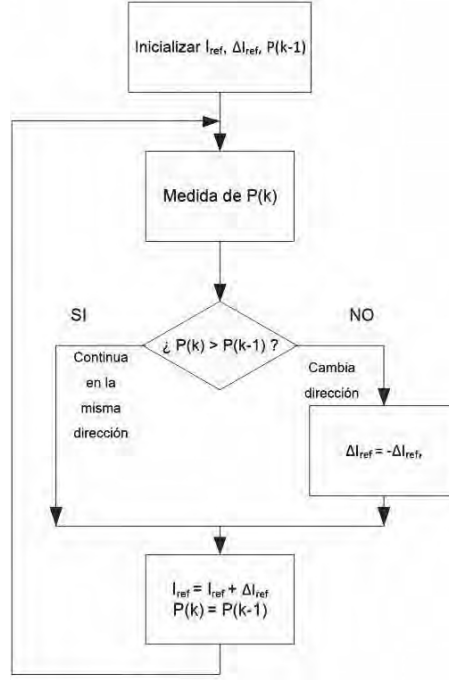


Figura 3.7: Diagrama de flujo del algoritmo MPP de P&O (Albarracin, 2010)

que es necesario tener también la medida de la tensión de salida del campo fotovoltaico. Por último, se compara la potencia en cada instante con la medida anterior, $P(k-1)$, de manera iterativa hasta lograr el valor máximo de la potencia de salida del campo fotovoltaico. Resultado que se obtiene cuando $P(k) = P(k-1)$.

El inversor CC-CA es el dispositivo electrónico encargado de convertir la etapa de continua, CC, en alterna, CA. El inversor utilizado será trifásico para poder ser conectado a la red eléctrica, modelado como una fuente controlada de tensión, Voltage Source Converter, (VSC), y conectado a la red eléctrica, Punto de Conexión Común, (PCC).

El modelo promediado en coordenadas a,b,c del inversor junto con la red se pueden escribir las ecuaciones de las corrientes de línea (Albarracin, 2010).

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \frac{U_{cc}}{L} \begin{bmatrix} d_a \\ d_b \\ d_c \end{bmatrix} - \frac{1}{L} \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Donde

- i_a, i_b, i_c , corriente de línea en las fases a,b,c
- U_{cc} , Tensión constante de salida del convertidor CC-CC elevador
- L , inductancia de la red

- d_a, d_b, d_c , ciclo de trabajo de las fases a,b y c
- U_a, U_b, U_c , tensión de red

Para determinar las ecuaciones del control del inversor, la ecuación 3.6 se puede expresar como

$$I_{abc}(s) \cdot L \cdot s = U_{cc} \cdot s \cdot D_{abc}(s) - U_{abc}(s) \quad (3.7)$$

Donde, D_{abc} , I_{abc} y U_{abc} representan el ciclo de trabajo, corriente de línea y tensión de red independientes del tiempo. Si fijamos una tensión de referencia $U_{ref}(s)$ podemos escribir

$$U_{ref}(s) = U_{cc} \cdot s \cdot D_{abc}(s) - U_{abc}(s) \quad (3.8)$$

Deduciendo así la ecuación que nos permite obtener la corriente deseada en el sistema,

$$I_{abc}(s) = \frac{U_{ref}(s)}{L \cdot s} \quad (3.9)$$

A partir del modelo en coordenadas abc y utilizando la transformación de Park (Park, 1929) podremos obtener el modelo en coordenadas dq sobre el que se realizará el control.

A partir de las ecuaciones de conversión de coordenadas abc a dq podemos obtener las componentes d,q de la ecuación 3.6.

$$[i_{abc}] = T_{(\frac{abc}{dq0})} \cdot [i_{dq0}] \quad (3.10)$$

$$[d_{abc}] = T_{(\frac{abc}{dq0})} \cdot [d_{dq0}] \quad (3.11)$$

$$[u_{abc}] = T_{(\frac{abc}{dq0})} \cdot [u_{dq0}] \quad (3.12)$$

Donde :

- i_{abc} corriente instantánea de línea
- d_{abc} ciclo de trabajo
- u_{abc} tensión instantánea de red
- $T_{\frac{abc}{dq}}$ Transformada de ejes abc a dq0
- i_{dq0} Corrientes en ejes directo y cuadratura
- d_{dq0} Ciclo de trabajo en coordenadas dq0
- u_{dq0} Tensión en ejes directo y cuadratura

Sustituyendo las ecuaciones 3.10 a 3.12 en la ecuación 3.6 expresando sus términos de forma matricial obtenemos:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{U_{cc}}{L} \begin{bmatrix} 0 & -w & 0 \\ w & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + \frac{U_{cc}}{L} \begin{bmatrix} d_d \\ d_q \\ d_0 \end{bmatrix} - \frac{1}{L} \begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_0 \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

La potencia aparente instantánea (s) que se puede obtener del generador fotovoltaico es.

$$s = |u| \cdot |i|^* = p + jq \quad (3.14)$$

Si tomamos como referencia la componente directa del vector de la tensión de red , es decir, tensión de salida del inversor en fase con la tensión de red entonces $u_q = 0$. De esta forma las expresiones de las potencias instantáneas de potencia activa y reactiva se pueden escribir de acuerdo a las siguientes ecuaciones.

$$p = u \cdot i \cdot \cos \rho = \frac{2}{3}(u_d \cdot i_d + u_q \cdot i_q) = \frac{2}{3}(u_d \cdot i_d) \quad (3.15)$$

$$p = u \cdot i \cdot \sen \rho = \frac{2}{3}(u_d \cdot i_q - u_q \cdot i_d) = \frac{2}{3}(u_q \cdot i_d) \quad (3.16)$$

A partir de las ecuaciones 3.15 y 3.16 , considerando además que $u_q = 0$, y que

$$|u| = \sqrt{u_d^2 + u_q^2} \quad (3.17)$$

Podemos obtener las ecuaciones 3.18 y 3.19 para la potencia activa y reactiva de referencia.

$$i_{qref} = \frac{2}{3} \cdot \frac{Q_{ref}}{u_d} \quad (3.18)$$

$$i_{dref} = \frac{2}{3} \cdot \frac{P_{ref}}{u_d} \quad (3.19)$$

3.2.2. Modelo del Generador fotovoltaico

Para analizar la influencia de la Generación Distribuida se han incorporado a la red plantas fotovoltaicas que inyectan dos escalones de generación: 2 y 6 MVA respectivamente.

El modelo de la planta fotovoltaica del bus de continua y del control de tensión DC se muestra en la figura 3.8.

Los bloques que componen el modelo se enumeran a continuación:

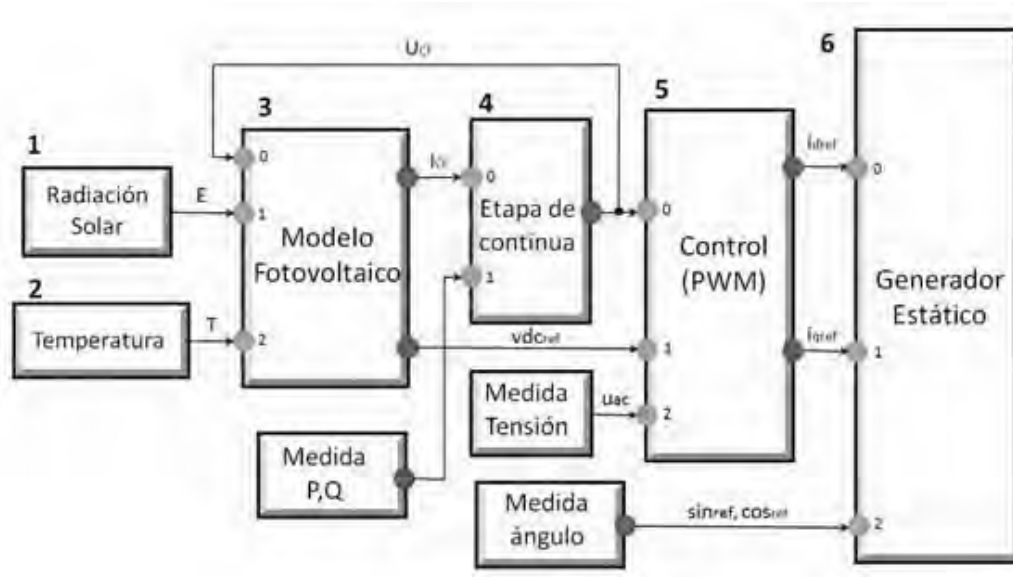


Figura 3.8: Modelo de planta fotovoltaica empleada

- **Bloque 1 y 2: Irradiación y Temperatura:** Este bloque simula el efecto de la irradiancia solar y la dependencia del panel con la temperatura que se utilizarán como datos de entrada en el modelo del panel fotovoltaico. Con este bloque se considera los cambios que se pueden producir en la radiación solar y temperatura y que influyen en la potencia eléctrica de salida de los módulos fotovoltaicos. La salida de este bloque conecta con el bloque 3 que representa el modelo fotovoltaico.
- **Bloque 3 Modelo Fotovoltaico** El modelo fotovoltaico toma como entrada los valores de radiación solar y temperatura. La salida del modelo fotovoltaico proporciona una tensión v_{dc-ref} e i_{CF-ref} de referencia que operará en el punto de máxima potencia.
- **Bloque 4: Convertidor CC-CC.** Este bloque representa el modelo de la etapa de DC. Tiene dos entradas: una procedente del modelo fotovoltaico i_{CF} y la medida de potencia activa. La salida de éste bloque es la tensión en DC, U_{CF} que se utiliza como señal de realimentación a la entrada del modelo fotovoltaico y a la entrada del bloque de control Bloque 5.
- **Bloque 5: Bloque de control.** El bloque de control es uno de los más importantes dentro del sistema fotovoltaico, el diagrama de bloques del mismo es mostrado en la figura 3.9. Este bloque en PowerFactory tiene 3 entradas y dos salidas. Las señales de entradas son: la tensión de continua DC procedente del convertidor CC, una tensión DC de referencia que proviene del modelo fotovoltaico y la señal de medida de tensión AC.

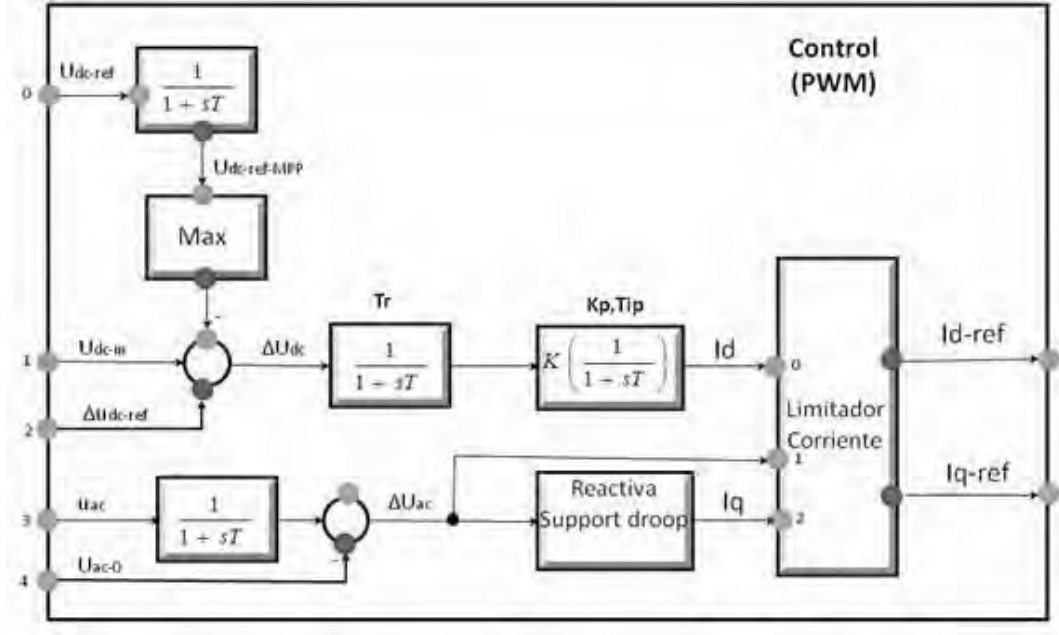


Figura 3.9: Modelo de control para planta fotovoltaica

Los valores i_d e i_q son las salidas del control de corriente en ejes dq. Estos valores de corrientes en ejes d,q también representan los valores de entrada del generador estático.

En el diagrama de bloques la parte superior representa la regulación de voltaje DC que se implementa para controlar la salida de potencia activa de la instalación fotovoltaica. Las entradas son U_{dcref} , U_{dcin} y la salida es la componente d-eje de la corriente de referencia, i_{d-ref} .

La parte inferior del diagrama es el control de la potencia reactiva, las entradas ahora son U_{ac} y U_{ac0} y la salida es la componente de corriente de referencia del eje q, i_{q-ref} .

Al final, los valores de i_d , i_q y la desviación de tensión U_{ac} entran en el limitador de corriente del cual se obtienen los valores de referencia definitivos i_{q-ref} i_{d-ref} . El limitador de corriente tiene como misión limitar la corriente en el eje d en caso de fallo y también controlar el valor de I_{d-ref} , en caso de cortocircuitos, de manera que no se entregará ninguna potencia activa durante el fallo.

- **Bloque 6: Generador estático:** Este bloque representa el generador estático, cuya salida se regula de acuerdo a las señales del bloque de control en ejes dq,

así como a los valores del PLL para inyectar la potencia eléctrica generada por el panel fotovoltaico a la red en sincronismo con la frecuencia de red.

Los sistemas de protección del bloque se describen a continuación:

- Protección de frecuencia. El sistema reduce la potencia cuando aumenta la frecuencia.
- Protección de tensión. Inyección de potencia reactiva si en el sistema se reduce la tensión hasta el 10 % de su valor nominal o deja de inyectar potencia reactiva si en el sistema la tensión alcanza el 110 % del valor nominal

3.2.3. Relés de protección

Como se ha visto en el capítulo 2, existen diferentes características de funcionamiento de los relés de protección de sobrecorriente. En el presente análisis se empleará la curva característica de tiempo inverso para los relés instalados en el sistema de estudio. La característica general de funcionamiento de estos dispositivos se puede representar mediante la ecuación 3.20 (Girgis y Brahma, 2001).

$$t(I) = \frac{a}{(PSM^\alpha) - 1} \quad (3.20)$$

Donde:

- t tiempo de operación del dispositivo de sobrecorriente.
- I corriente de falta detectada por el dispositivo
- PSM relación entre la corriente detectada por el dispositivo (I) y la corriente de ajuste del mismo (I_{pickup}) . I/I_{pickup}
- a, β constantes que determinan la característica de la curva de actuación.

Los relés de sobrecorriente actúan ante corrientes de falta superiores a la corriente de ajuste del relé. Es necesario, por tanto, ajustar una serie de parámetros que determinen las condiciones de operación de los relés de sobrecorriente. Esos parámetros son:

- **Ajuste temporizado.** Se define como el valor de ajuste necesario para que los contactos operen. Existe el ajuste *tipo porcentual* que corresponde a un valor en porcentaje de la corriente nominal secundaria del relé, y el *ajuste directo* el cual representa el valor de los amperios secundarios que circulan por el relé. El TAP se conoce también como el ajuste temporizado, ya que generalmente se desea que los

contactos de disparo del relé se cierran transcurrido un determinado tiempo desde la operación del relé en respuesta a una corriente por encima del valor ajustado en el TAP.

Dependiendo del fabricante del relé, el TAP se puede representar como I_p o $I >$ para la temporizada de fases y como I_e o $I_e >$ para la temporizada de tierra.

Si se tiene un relé de sobrecorriente cuya corriente nominal secundaria es de 5 Amperios y el ajuste del TAP es $0.5 I/I_n$ quiere decir que es un ajuste porcentual, por lo tanto, el relé opera cuando la corriente secundaria que circula por él es de 0.5×5 Amperios, es decir, 2.5 Amperios secundarios. Si los transformadores de intensidad a los cuales el relé está conectado, son de relación 600/5, entonces el ajuste del relé en amperios primarios es de $0.5 \times 5 \times 120$, o sea 300 Amperios primarios.

- **Ajuste Instantáneo.** Además del ajuste del TAP, que por lo general es temporizado, existe el ajuste Instantáneo cuyo nombre indica que los contactos de disparo del relé se cierran tan pronto la corriente supera éste valor ajustado. Las unidades instantáneas tiene un tiempo de operación de 5 a 50 milisegundos dependiendo de la tecnología del relé.

El ajuste instantáneo, al igual que el TAP, puede ser porcentual o directo, de la corriente nominal del relé o del TAP. Por ejemplo, un relé con ajuste instantáneo de $10 I/I_n$, quiere decir que es un ajuste porcentual con respecto a la corriente nominal del relé y las corrientes primarias y secundarias de disparo se calculan de la misma forma que se indicó para el TAP.

Se representa por el símbolo $I >>$ para la instantánea de fases o como $I_e >>$ para la instantánea de tierra.

- **TMS, Dial o Multiplicador de Tiempo.** Es el sistema que determina el tiempo de operación de los contactos del relé después de haber iniciado su operación. El dial representa cada uno de los posibles ajustes de tiempo o curva.

Los relés de sobrecorriente temporizados operan lentamente ante valores bajos de sobrecorrientes y conforme la corriente se incrementa el tiempo de operación disminuye. Esto quiere decir que los relés de sobrecorriente poseen una característica (o curva tiempo-corriente) de tiempo inverso.

Existen varias características de tiempo inverso, las cuales están normalizadas, como son:

- Moderadamente inversa
- Inversa
- Muy inversa
- Extremadamente inversa
- Inversa de tiempo corto
- Inversa de tiempo largo

En general, en los sistemas de potencia se usan las curvas Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa, especialmente ésta última cuando se está coordinando con fusibles de distribución.

Igualmente, es posible que se quiera que el relé opere en un mismo tiempo para cualquier valor de sobrecorriente, en este caso la curva deja de ser de tiempo inverso para llamarse de tiempo definido y el ajuste del DIAL corresponde a ese valor de tiempo de operación.

Los ajustes obtenidos para cada uno de los relés instalados en la red de distribución de estudio sin GD son los mostrados en la tabla 3.2:

Tabla 3.2: Tabla resumen de ajustes obtenidos para los relés sin presencia de GD

Relé	D. Inst	D. Temp	TMS	T_{op} (ms)
R6	$26.17I_N$	$4.37I_N$	0.052	200
R5	$19.2I_N$	$4.16I_N$	0.1	500
R4	$14.3I_N$	$4.12I_N$	0.12	800
R3	$18I_N$	$5.62I_N$	0.13	1200
R2	$17.5I_N$	$5.83I_N$	0.24	1500
R1	$13.93I_N$	$3.75I_N$	0.34	1800

La figura 3.10 muestra las curvas de ajuste de los relés presentes en el sistema de estudio sin GD, resultado del estudio recogido en el Anexo 1. En vertical, y con diferentes colores para cada uno de los relés, se muestran las corrientes de cortocircuito detectadas por los relés de protección. Como se puede observar dichas corrientes de cortocircuito son

inferiores a los valores de ajuste establecidos para cada uno de los relés, por lo tanto la operación de los relés de sobrecorriente ante cortocircuitos se realizará de forma adecuada y se pueden dar por válidos los ajustes obtenidos para el sistema sin presencia de GD.

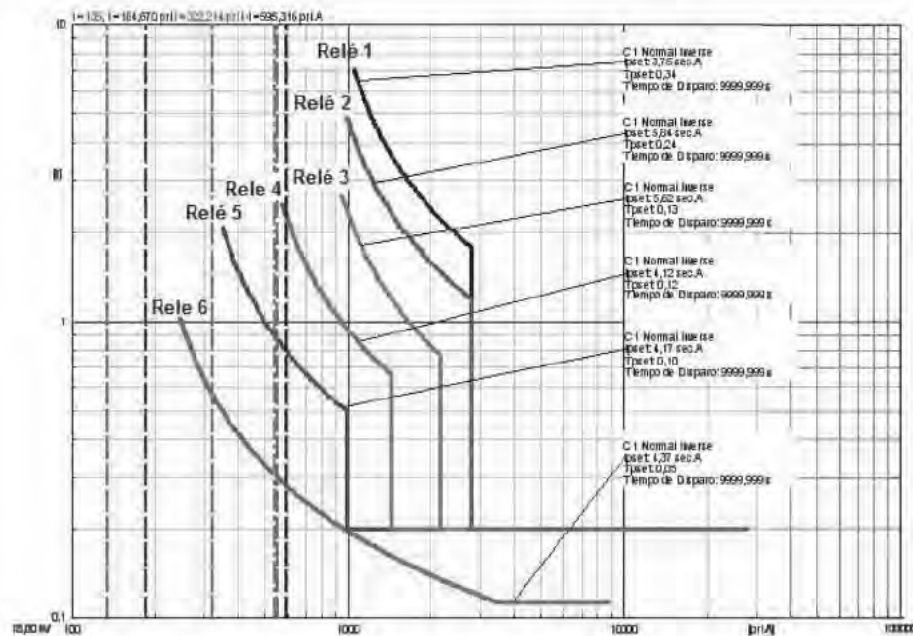


Figura 3.10: Coordinación relés régimen permanente sin GD

3.2.4. Estudio en Régimen Permanente

En esta sección se van a analizar los efectos de la incorporación de unidades de GD sobre las protecciones de sobrecorriente en régimen permanente.

Las condiciones en las que se han realizado los estudios se describen a continuación:

- Grado de penetración de la GD: se consideran dos escalones de integración de GD: 17 % y 50 % de la carga total de la red.
- Localización de la GD. En la red de distribución del estudio se han instalado dos unidades de GD en los nudos 20 y 22.
- Inyección de potencia de las unidades de GD. Los estudios en régimen permanente se realizarán suponiendo que la potencia inyectada por las unidades de GD puede ser suministrada de manera independiente por cada una de las unidades o como combinación de ambas. Por ejemplo: 17 %, 50 % inyectado por la GD ubicada en el nudo 20 o 17 %, 50 % inyecta por la GD ubicada en el nudo 22 y finalmente 17 % o 50 % inyectado a partes iguales por ambas GD.

A continuación, se muestran los efectos ocasionados sobre las corrientes detectadas por los dispositivos de protección como consecuencia de la instalación de GD en la red de distribución en régimen permanente.

▪ **Instalación de GD en el nudo 20.**

En este primer escenario se considera que toda la inyección de potencia se realiza por parte de la GD localizada en el nudo 20, tal y como muestra la figura 3.11 donde I_{R1} , I_{R2} e I_{GD} son las intensidades detectadas por los relés R1 y R2, e inyectada por la GD respectivamente.

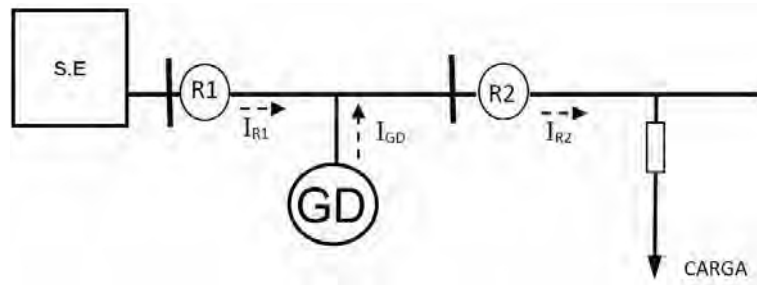


Figura 3.11: Régimen permanente conexión de GD en nudo 20

La tabla 3.3 muestra los valores de corriente detectadas por los relés del sistema de estudio para el análisis de la red sin presencia de GD y bajo condiciones de integración de GD de un 17 % y 50 %.

Tabla 3.3: Valores de las intensidades de régimen permanente (A) con la instalación de GD en el nudo 20

Relé	I Sin GD	I 17 %	I 50 %
R1	595.3	526.04	373.91
R2	556.53	557.4	558.37
R3	540.85	542.09	543.33
R4	332.24	323.28	324.4
R5	184.66	184.17	183.68
R6	135.14	136.14	137.18

La figura 3.12 muestra los resultados de este primer estudio. En ella se puede observar cómo la corrientes detectada por el relé 1, situado aguas arriba de la GD localizada en el nudo 20, disminuye en un 11.63 % y 37.19 % para niveles de penetración de GD del 17 % y 50 % respectivamente. Como se puede observar a

partir de los datos de la tabla 3.3 y de la gráfica 3.12 con la conexión de GD la corriente vista por el relé 1 disminuye y por lo tanto pierde sensibilidad a la hora de actuar.

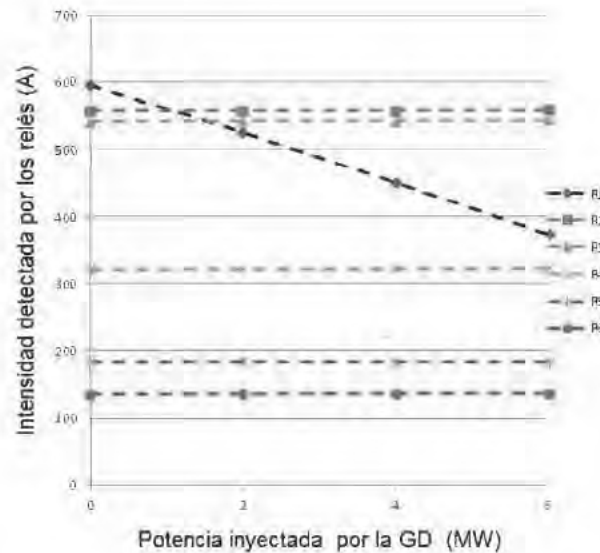


Figura 3.12: Variación de corrientes de régimen permanente por la instalación de GD en el nudo 20

■ Instalación de GD en el nudo 22.

En este estudio se analiza el impacto de la GD localizada en el nudo 22 como muestra la figura 3.13. Los valores de las corrientes de régimen permanente detectadas por los relés R1 y R2 ubicados aguas arriba de la unidad de GD sufren una disminución significativa. La tabla 3.4 y la figura 3.14 muestran los valores de las corrientes detectadas por todos los relés del sistema de estudio.

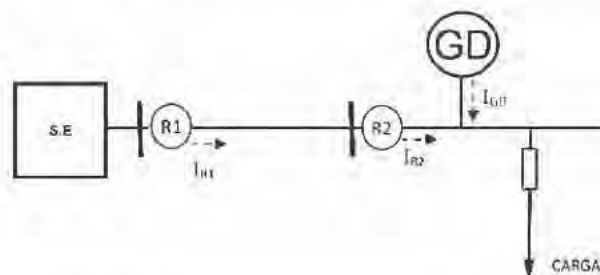


Figura 3.13: Régimen permanente conexión de GD en nudo 22

Tabla 3.4: Valores de las intensidades de régimen permanente (A) con la instalación de GD en el nudo 22

Relé	I sin GD	I 17 %	I 50 %
R1	595.3	525.55	350.49
R2	556.53	491.64	317.29
R3	540.85	543.95	544.08
R4	332.24	324.93	325.66
R5	184.66	183.47	183.2
R6	135.14	137.66	138.3

En la figura 3.14 puede observarse como los relés que se encuentran aguas arriba del punto de instalación de la GD (R1 y R2) sufren una notable pérdida de sensibilidad. Así mismo, en la tabla 3.4 se han resaltado en negrita los valores de las intensidades detectadas por los relés R1 y R2 donde se puede apreciar una disminución de la corriente detectada debido a la inyección de corriente por parte de la unidad de GD.

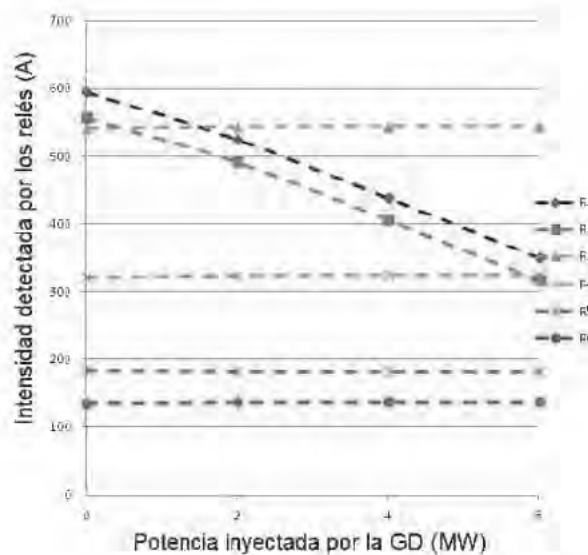


Figura 3.14: Variación de corrientes de régimen permanente por la instalación de GD en el nudo 22

- **Instalación de GD en los nudos 20 y 22.**

Por último, se analiza el impacto ocasionado sobre los dispositivos de protección al

añadir unidades de GD en los nudos 20 y 22 de la red de distribución (figura 3.15).

En la tabla 3.5 se muestran los valores de las corrientes en régimen permanente vistas por los relés de protección para tres escenarios: sin GD y con presencia de GD en un 17 % y 50 % instalada en los mencionados nudos. Se han resaltado en negrita los valores de las corrientes detectadas por los relés R1 y R2 debido a la contribución de la GD al sistema de estudio.

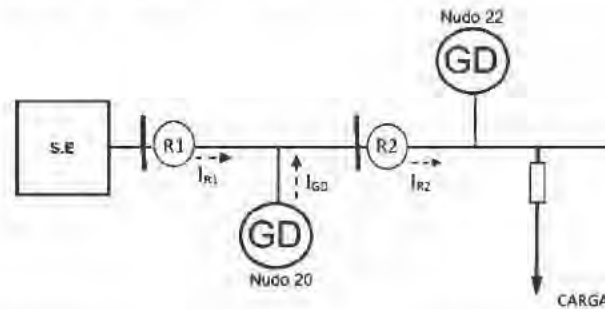


Figura 3.15: Régimen permanente conexión de GD en nudo 20 y 22

Tabla 3.5: Valores de las intensidades de régimen permanente (A) con la instalación de GD en el nudo 20 y 22

Relé	No GD	17 %	50 %
R1	595.3	531.53	353.62
R2	556.53	531.53	444.08
R3	540.85	546.65	544.93
R4	322.24	324.68	325.77
R5	184.66	183.57	183.16
R6	135.14	137.44	138.4

La figura 3.16 muestra las intensidades detectadas por los relés de protección frente a la potencia inyectada por la GD, podemos observar nuevamente como existe una disminución de los valores de las corrientes de régimen permanente de los relés R1 y R2 ubicados aguas arriba de la GD. Por el contrario la corriente vista por el resto de relés del sistema (R3 a R6) es prácticamente constante.

3.2.5. Estudio en Régimen de cortocircuito

En esta sección se realizará el estudio de impactos ocasionados por la GD sobre las protecciones en el caso de cortocircuitos en la red de distribución.

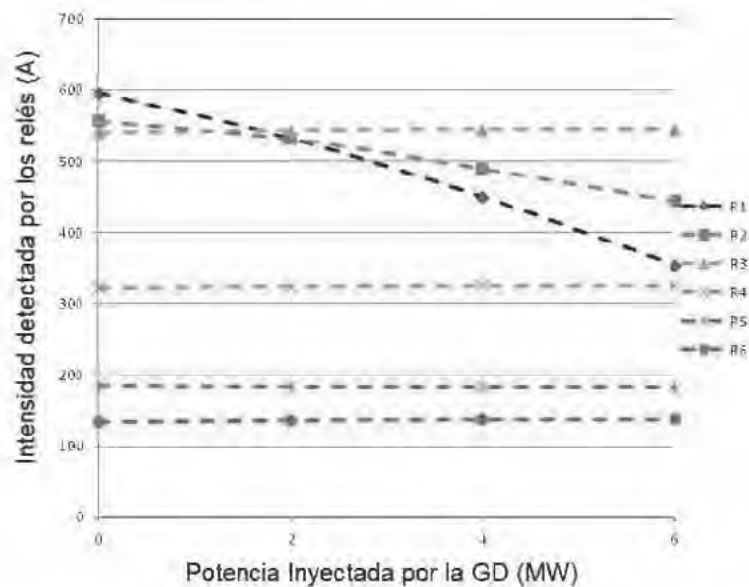


Figura 3.16: Variación de corrientes de régimen permanente por la instalación de GD en el nudo 20 y 22

Para facilitar el análisis de los cortocircuitos la red de estudio se ha dividido en diferentes zonas de protección, las cuales se muestran en la figura 3.17 y de las que se puede encontrar una descripción detallada en el Anexo A.

El análisis en régimen de cortocircuito se realiza para las siguientes condiciones:

- Localización de las faltas: una para cada una de las zonas en las que se ha dividido la línea principal (Zona 1 - bus 3, Zona 2 - bus 7, Zona 3 - bus 10, Zona 4 - bus 14, Zona 5 - bus 16 y Zona 6 - bus 19) , 2 localizaciones en la línea derivada 4 (buses 24 y 25) y 4 localizaciones en la línea derivada 5 (buses 27, 28, 29 y 30).
- Localización de la generación distribuida: buses 20, 22 y ambos (20+22).
- Porcentaje de integración de la GD: 17 % (correspondiente a unidades de 2 MW) y 50 % (correspondiente a unidades de 6 MW).
- Cortocircuitos simulados: trifásico y monofásico con diferentes valores de resistencia (0, 10, 20 y 30 Ohmios).

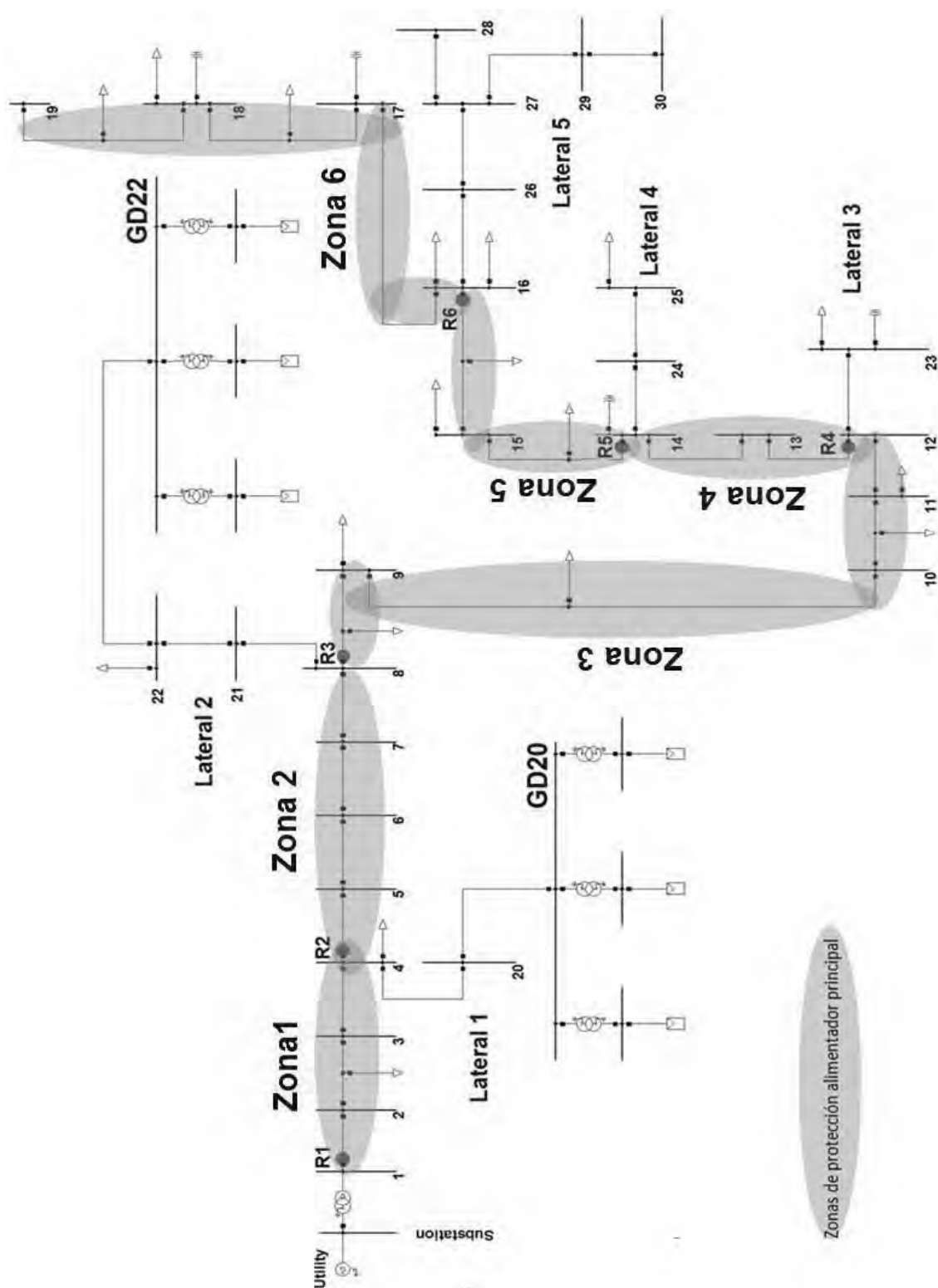


Figura 3.17: Zonas de Protección red IEEE 34 Nudos

Atendiendo a las condiciones en las que se realiza el análisis en régimen de cortocircuito, de los 360 escenarios analizados, se muestran los resultados correspondientes al estudio de faltas trifásicas en la línea principal. Los resultados obtenidos para los restantes escenarios se muestran en el Anexo B.1.

■ Cortocircuito en Zona 1

En este escenario se simuló una falta trifásica (F3) en el nudo 3 incluido dentro de la zona de protección 1, como muestra la figura 3.18.

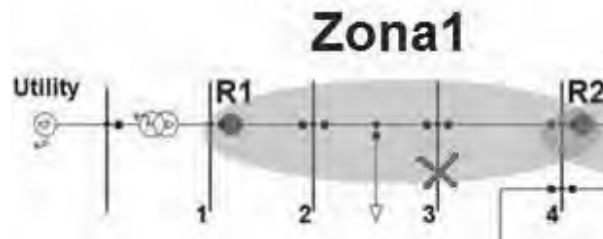


Figura 3.18: Cortocircuito trifásico en zona 1 con presencia de GD

Las intensidades de cortocircuito detectadas por cada uno de los relés y los tiempos de operación de los mismos, en función de la potencia instalada, son mostrados en la tabla 3.6. En rojo se destacan los impactos ocasionados por la GD sobre los dispositivos de protección.

Tabla 3.6: Intensidades de cortocircuito (A) en zona 1 con presencia de GD.

Relé	GD 20				GD 22				GD 20+22			
	17 %	T_{op} (s)	50 %	T_{op}	17 %	T_{op} (s)	50 %	T_{op}	17 %	T_{op} (s)	50 %	T_{op}
R1	2982	0.2	1986	0.2	2975	0.2	3020	0.2	2969	0.2	2293	0.2
R2	-	-	-	-	887	-	1797	2.19	541	-	1024	4.04
R3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Las figuras 3.19 y 3.20 representan las curvas tiempo/corriente de dos de los casos mostrados en la tabla 3.6. En la figura 3.19 podemos observar como para un nivel de penetración del 17 % de GD en el nudo 20, el relé R1 actúa instantáneamente ante un cortocircuito en F3 (falta aguas arriba de la GD) despejando la falta co-

rectamente en $t=200$ ms.

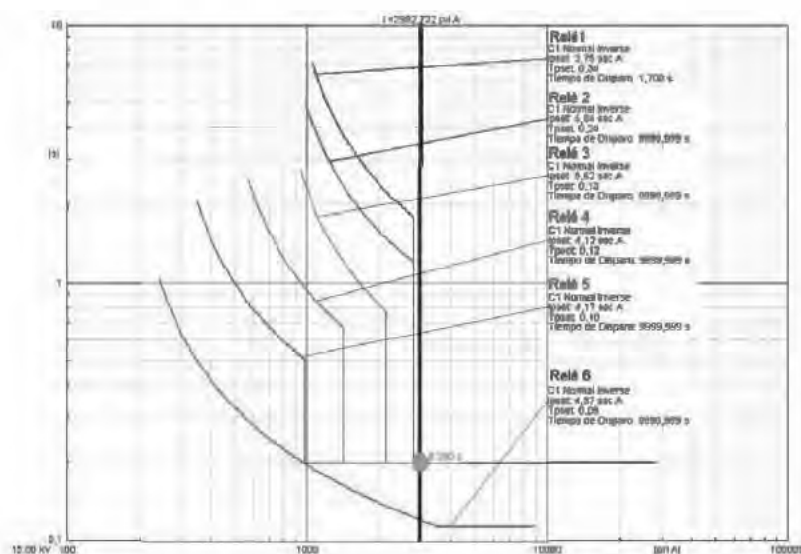


Figura 3.19: Zona de Protección 1. Instalación 17% GD en nudo 20. Actuación correcta R1

Sin embargo, cuando la unidad de GD localizada en el nudo 22 inyecta potencia (17% o 50%) ocurre que aunque el relé R1 actúa correctamente en instantáneo, aparece una corriente de retorno por R2 que dicho relé es incapaz de detectar. La figura 3.20 muestra el caso particular del 17% de potencia inyectada desde la unidad de GD localizada en el nudo 22.

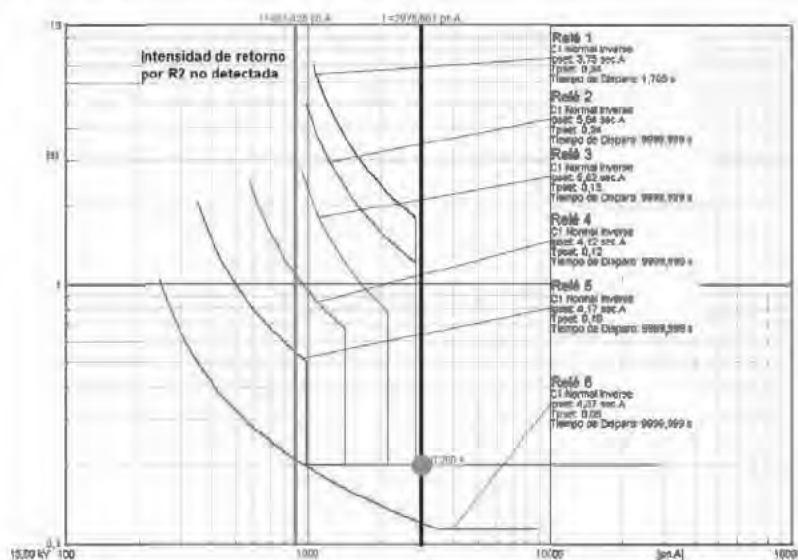


Figura 3.20: Zona de Protección 1. Instalación 17% GD en nudo 22. Corriente de retorno por R2

■ Cortocircuito en zona 2

En esta situación se analiza un cortocircuito en el nudo 7 correspondiente a la zona de protección 2 como se muestra en la figura 3.21. Las intensidades de cortocircuito detectadas por cada uno de los relés presentes en el sistema y los tiempos de operación de los mismos en función de la potencia instalada en las unidades de GD, se muestran en la tabla 3.7.

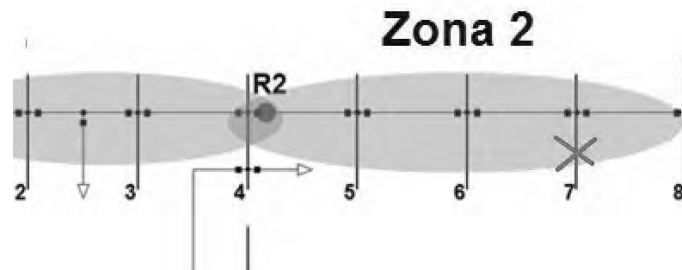


Figura 3.21: Cortocircuito trifásico en zona 2 con presencia de GD

A partir de los resultados obtenidos del análisis de cortocircuito en el nudo 7, tabla 3.7, podemos observar que el relé 2 no actúa de forma instantánea ante faltas producidas en su zona de protección. Así, para el caso en que la potencia inyectada por la de GD proviene de la unidad conectada en el nudo 22, con niveles de penetración del 17 % o del 50 %, se produce un retraso en el tiempo de actuación de R2 que de acuerdo a su ajuste debería ser de 200 ms. Las figuras 3.22 y 3.23 reflejan estos impactos. Es importante destacar el caso de estudio en el que ambas unidades de GD inyectan el 50 % de su potencia ya que bajo estas condiciones el relé R2 es capaz de disparar en instantáneo como consecuencia de la corriente de aporte de las unidades de GD a la falta.

3.2. Caso de estudio: Coordinación Clásica de Protecciones

Tabla 3.7: Intensidades de cortocircuito (A) en zona 2 con presencia de GD.

	GD 20				GD 22				GD 20+22			
Relé	17 %	T_{op} (s)	50 %	T_{op}	17 %	T_{op} (s)	50 %	T_{op}	17 %	T_{op} (s)	50 %	T_{op}
R1	1973	2.4	1672	3.8	2167	2.21	2199	2.18	2058	2.33	1788	2.71
R2	2913.1	0.2	4190	0.2	2150	1.48	2199	1.46	2550	1.28	3597	0.2
R3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

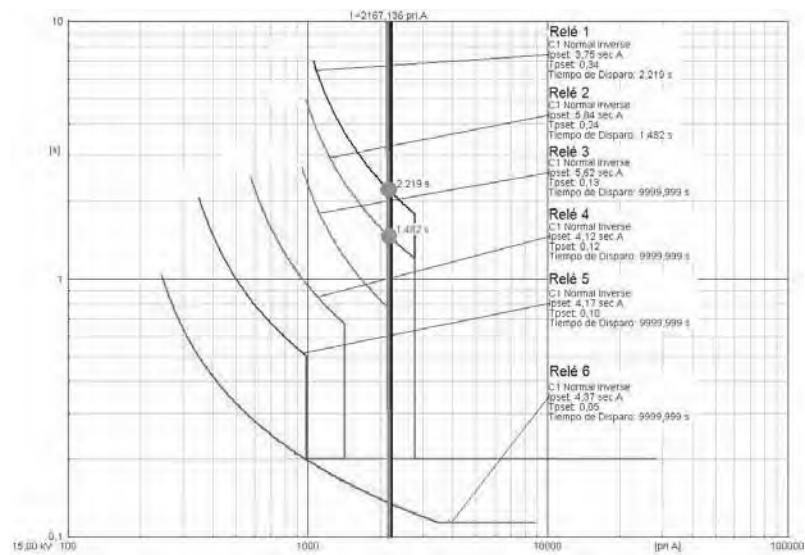


Figura 3.22: Zona de Protección 2. Instalación 17 % GD en nudo 22. Retraso tiempo de operación de R2

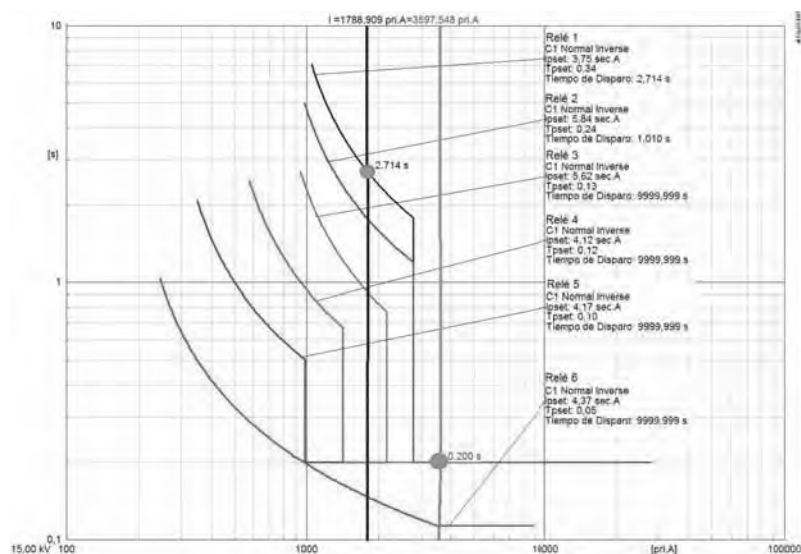


Figura 3.23: Zona de Protección 2. Instalación 50 % GD en nudo 20 y 22. Disparo instantáneo de R2

■ Cortocircuito en zona 3

Siguiendo con el estudio de impactos de la GD sobre los dispositivos de protección, para la zona de protección 3 se simuló un cortocircuito trifásico en el nudo 10 perteneciente a esta zona como refleja la figura 3.24.

Ahora las intensidades de cortocircuito detectadas por cada uno de los relés y los tiempos de operación de los mismos, en función de la potencia instalada, se muestran en la tabla 3.8.

Tabla 3.8: Intensidades de cortocircuito (A) en zona 3 con presencia de GD.

Relé	GD 20				GD 22				GD 20+22			
	17 %	T_{op} (s)	50 %	T_{op}	17 %	T_{op} (s)	50 %	T_{op}	17 %	T_{op} (s)	50 %	T_{op}
R1	1597	3.2	1170	5.3	1694	2.89	1599	3.12	1615	3.07	1247	4.65
R2	2300	1.3	3004	0.2	1668	1.92	1599	2.06	1982	1.59	2466	1.31
R3	2294	0.2	2996	0.2	2439	0.2	2956	0.2	2427	0.2	3366	0.2
R4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

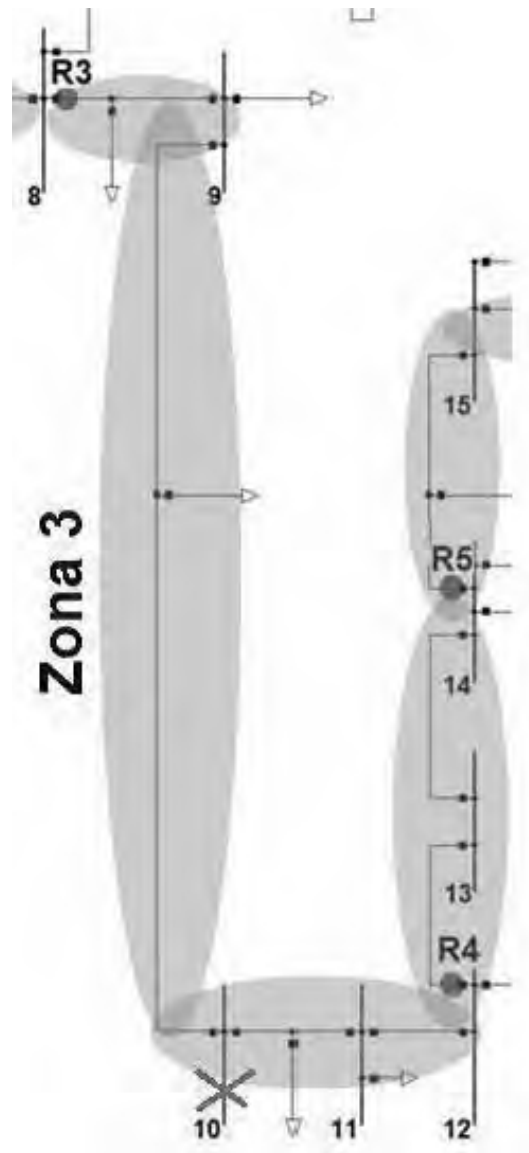


Figura 3.24: Cortocircuito trifásico en zona 3 con presencia de GD

En esta situación podemos observar como para el caso de la instalación de GD en el nudo 20 con 17% de penetración existe una pérdida de coordinación entre la protección principal R3 y la protección de respaldo R2, puesto que ambas protecciones disparan a la vez en un tiempo $t=200$ ms. La figura 3.25 muestra este impacto de pérdida de coordinación entre los dispositivos.

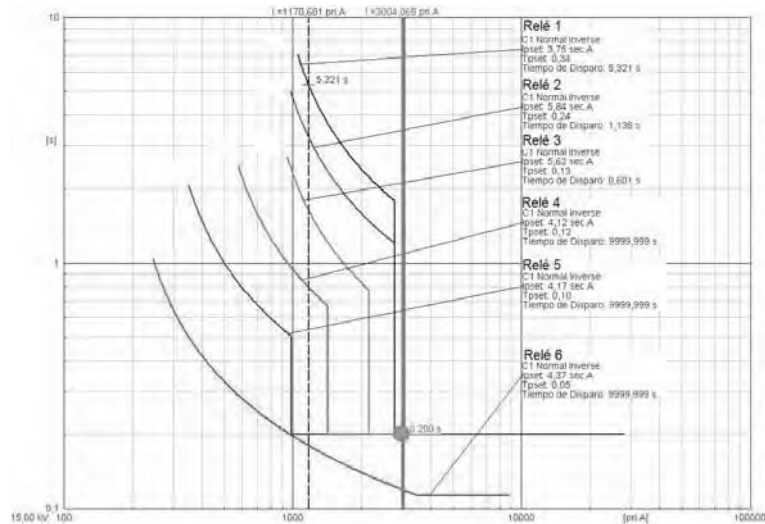


Figura 3.25: Zona de Protección 3. Instalación 17% GD en nudo 20. Disparo simultáneo de protecciones R3 y R2

■ Cortocircuito en zona 4

Para esta situación se simuló un cortocircuito en el nudo 14 perteneciente a esta zona tal y como se muestra en la figura 3.26. Las intensidades de cortocircuito detectadas por las protecciones se muestran en la tabla 3.9.

Tabla 3.9: Intensidades de cortocircuito (A) en zona 4 con presencia de GD.

Relé	GD 20				GD 22				GD 20+22			
	17%	T_{op} (s)	50%	T_{op}	17%	T_{op} (s)	50%	T_{op}	17%	T_{op} (s)	50%	T_{op}
R1	976	-	656	-	1022	-	865	-	986	-	866	-
R2	1378	2.46	1603	2.03	982	4.95	824	-	1167	3.27	1238	2.93
R3	1363	1.28	1586	1.05	1415	1.21	1557	1.06	1410	1.22	1687	0.98
R4	1341	0.7	1561	0.2	1393	0.68	1553	0.2	1388	0.68	1661	0.2
R5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



Figura 3.26: Cortocircuito trifásico en zona 4 con presencia de GD

En los resultados obtenidos podemos ver como nuevamente aparece un retraso en el tiempo de actuación del relé principal R4 que, para la situación de GD instalada en el nudo 20, 22 o 20+22 con un nivel de penetración del 17 %, actúa en 700 ms, en lugar de los 200 ms ajustados para este tipo de cortocircuito y dispositivo de protección. La figura 3.27 muestra esta situación.

■ Cortocircuito en zona 5

En este escenario de estudio se analiza un cortocircuito trifásico en el nudo 16, como refleja la figura 3.28.

Las intensidades detectadas por los relés de protección en esta situación son las mostradas en la tabla 3.10. Se puede observar que cuando instalamos GD en el nudo 20 y 22 con un nivel de penetración del 50 %, aparece una pérdida de coordinación entre la protección principal de esta zona (R5) y la protección de respaldo (R4), puesto que ambas protecciones disparan en instantáneo, sin respetar por tanto el tiempo de coordinación entre protecciones.

La figura 3.29, muestra el caso de instalación de GD en los nudos 20 y 22 con un nivel de penetración del 50 %, podemos observar como ambas protecciones disparan a la vez en 200 ms.

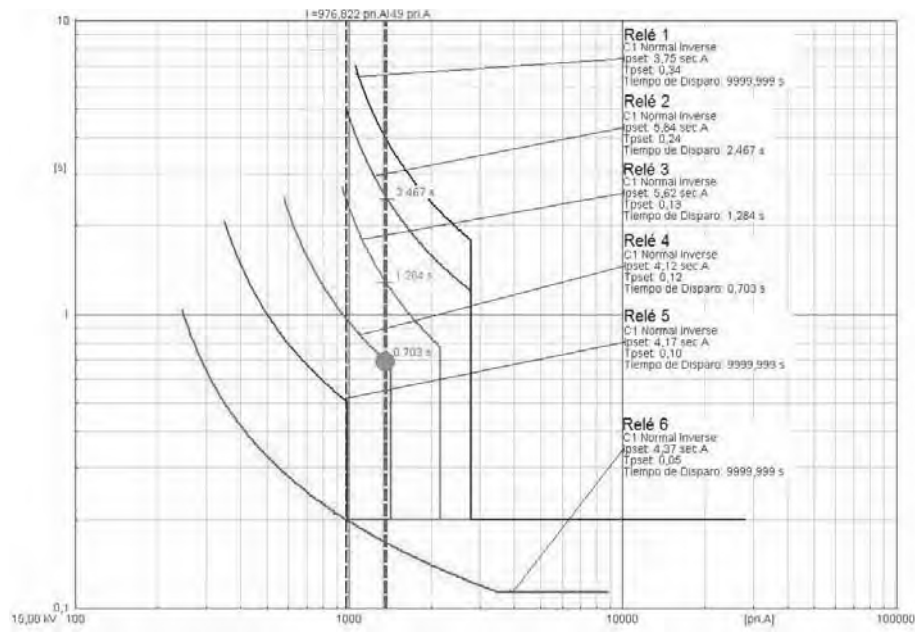


Figura 3.27: Zona de Protección 4. Instalación 17% GD en nudo 20. Retraso en tiempo de operación de R4

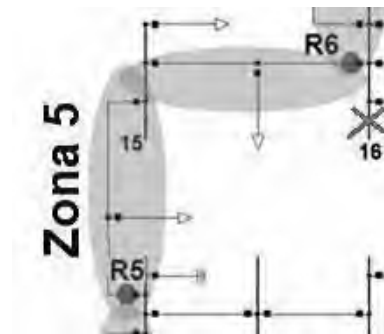


Figura 3.28: Cortocircuito trifásico en zona 5 con presencia de GD

Tabla 3.10: Intensidades de cortocircuito (A) en zona 5 con presencia de GD.

Relé	GD 20				GD 22				GD 20+22			
	17%	T_{op} (s)	50%	T_{op}	17%	T_{op} (s)	50%	T_{op}	17%	T_{op} (s)	50%	T_{op}
R1	884	NA	587	NA	1920	NA	762	NA	891	NA	593	NA
R2	1231	2.96	1408	2.38	887	NA	719	NA	1041	4.22	1078	3.88
R3	1215	1.53	1390	1.24	1256	1.45	1383	1.12	1253	1.46	1467	1.16
R4	1193	0.78	1366	0.69	1235	0.75	1360	0.69	1231	0.75	1442	0.2
R5	1203	0.2	1377	0.2	1245	0.2	1371	0.2	1241	0.2	1454	0.2
R6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

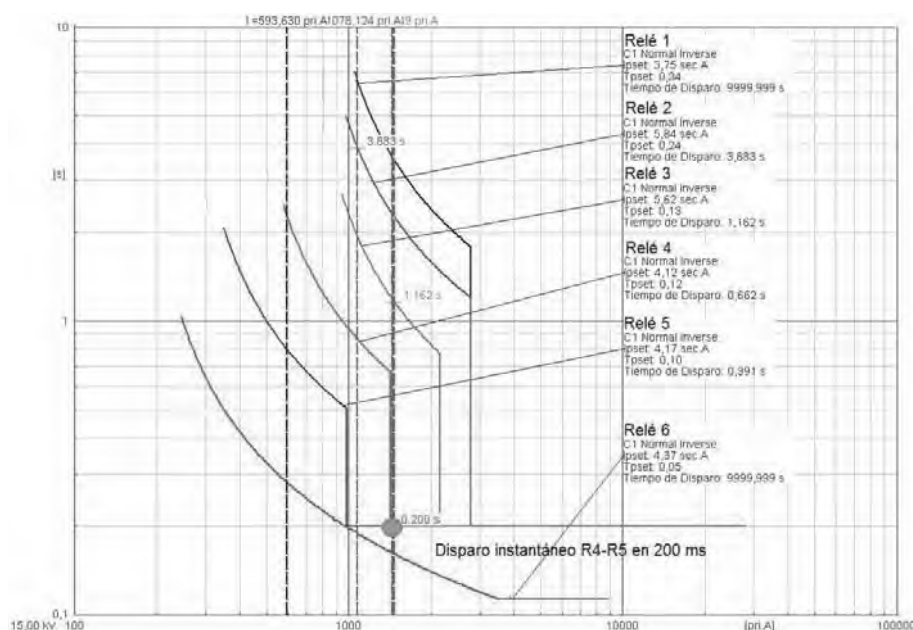


Figura 3.29: Zona de Protección 5. Instalación 50 % GD en nudo 20 y 22. Disparo simultáneo de protecciones R4 y R5

■ Cortocircuito en zona 6

Para esta última zona, se analizó un cortocircuito en el nudo 19, tal y como muestra la figura 3.30.

Las intensidades de cortocircuito detectadas por las protecciones se muestran en la tabla 3.11, donde se puede observar la existencia de pérdida de coordinación entre la protección principal (R6) y la protección de respaldo (R5) puesto que una vez más no se mantiene el tiempo de coordinación entre protecciones fijado en 300 ms.

Tabla 3.11: Intensidades de cortocircuito (A) en zona 6 con presencia de GD.

	GD 20				GD 22				GD 20+22			
Relé	17 %	T_{op} (s)	50 %	T_{op}	17 %	T_{op} (s)	50 %	T_{op}	17 %	T_{op} (s)	50 %	T_{op}
R1	827	-	546	-	857	-	700	-	882	-	550	-
R2	1140	3.43	1289	2.73	812	-	655	-	963	-	981	4.97
R3	1122	1.77	1270	1.42	1157	1.67	1265	1.4	1154	1.68	1334	1.32
R4	1199	0.84	1245	0.75	1135	0.82	1241	0.7	1132	0.82	1309	0.71
R5	1115	0.2	1263	0.2	1151	0.2	1258	0.2	1148	0.2	1327	0.2
R6	1102	0.18	1249	0.17	1138	0.18	1245	0.17	1135	0.18	1313	0.17

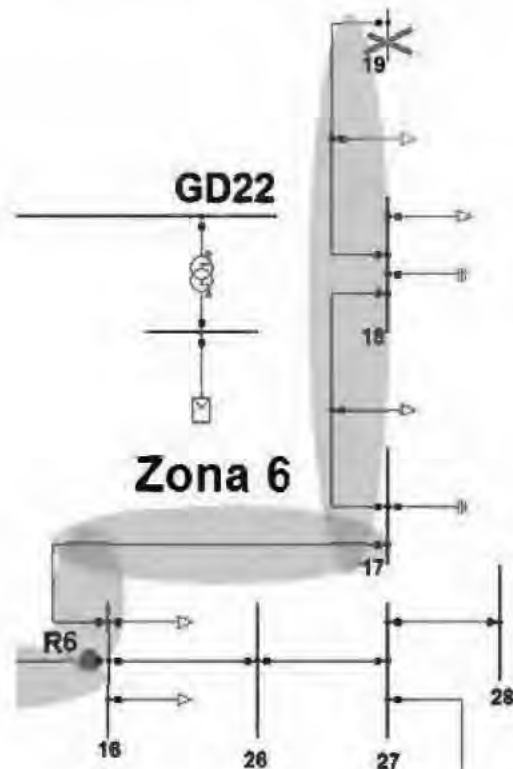


Figura 3.30: Cortocircuito trifásico en zona 6 con presencia de GD

La figura 3.31 muestra el caso particular de instalación de GD en el nudo 22 con un nivel de penetración en la red del 50 %. Como puede observarse la protección principal (R6) actúa en 0.17 s y la protección de respaldo (R5) en 0.2 s, no respetándose el tiempo de coordinación establecido en 300 ms.

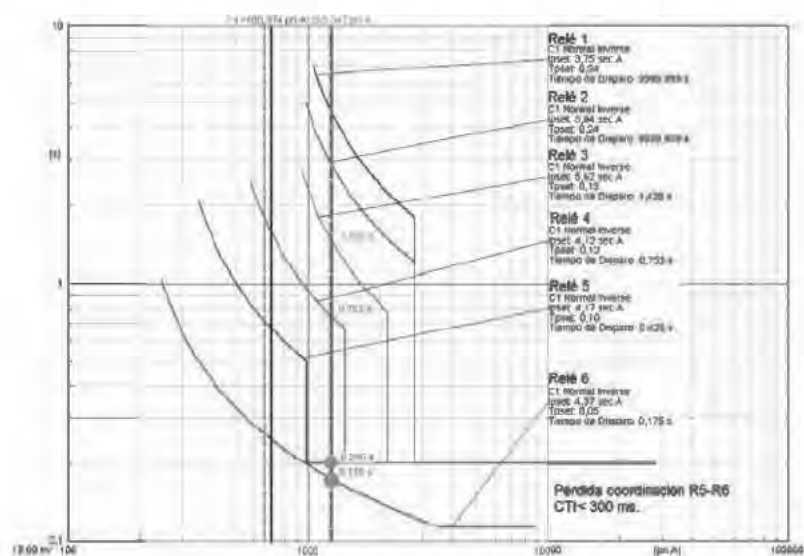


Figura 3.31: Zona de Protección 6. Instalación 50 % GD en nudo 22. Pérdida de coordinación entre las protecciones R5 y R6

Capítulo 4

Localización de faltas en redes de distribución con GD

4.1. Introducción

Cada vez es más importante para las compañías eléctricas de distribución mejorar tanto la calidad y continuidad del suministro eléctrico como reducir el impacto de los cortocircuitos que se producen en las redes. Por ello, cada vez adquiere más importancia implementar soluciones que permitan detectar las faltas lo antes posible y localizar de la forma más exacta posible la zona de la red de distribución que se encuentra en fallo ya que esto permite reducir los tiempos de respuesta en la restauración del servicio y mejorar la continuidad del suministro eléctrico.

El problema de localización de faltas en redes eléctricas se ha centrado principalmente en redes eléctricas de transporte (Eriksson et al., 1985), (Lawrence et al., 1992) que se caracterizan por ser redes equilibradas y con redundancia de equipos de medidas distribuidos en los nudos de la red de transporte.

Las redes eléctricas de distribución por el contrario ofrecen unas características que complican la localización del punto de fallo, por ejemplo: la presencia de líneas no homogéneas compuesta de cables de diferentes secciones, existencia de múltiples derivaciones distribuidas a lo largo de la línea principal, cargas no uniformemente distribuidas o la presencia de fuentes de generación distribuida. En tales casos, la exactitud de la localización de la falta al emplear los métodos tradicionales disminuye siendo necesario utilizar nuevos métodos que se adapten a las peculiaridades de las redes eléctricas de distribución.

Los métodos tradicionalmente empleados para la estimación de la ubicación de la falta en la línea de distribución se basan en utilizar medidas de tensiones y corrientes en uno o varios extremos de la línea que se utilizan en el proceso de localización. A continuación, se resumen los aspectos principales de cada metodología:

■ *Métodos de localización de falta utilizando señales de un terminal*

Las técnicas que se basan en la medida de corrientes y tensiones a la frecuencia fundamental son las más inmediatas y fáciles de implementar y consisten en la medida de las magnitudes eléctricas en un extremo de la línea. Con esta información se puede calcular la impedancia vista de la línea desde el punto de medida hasta la falta. La principal ventaja que aportan estos métodos es que no es necesario utilizar canales de comunicación y su implementación en los IED son inmediatas. En este caso, para localizar la falta solo es necesario medir las tensiones y corrientes

fase-neutro de las tres fases (figura 4.1).

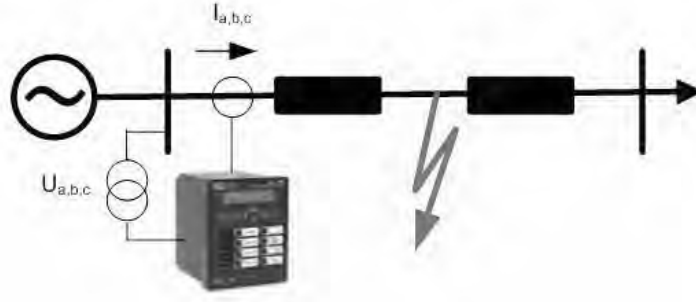


Figura 4.1: Esquema de medida de impedancia utilizando medidas de un terminal

En el caso de que la resistencia de falta sea cero se puede calcular la impedancia utilizando las relaciones simples que se muestran en la tabla 4.1 (IEEE, 2014).

Tabla 4.1: Cálculo de la impedancia para distintos tipos de fallo (IEEE, 2014)

Tipo de falta	Impedancia secuencia positiva (mZ_1)
Monofásico tierra a-g	$\frac{U_a}{I_a + kI_R}$
Monofásico tierra b-g	$\frac{U_b}{I_b + kI_R}$
Monofásico tierra c-g	$\frac{U_c}{I_c + kI_R}$
Bifásico a-b, Bifásico-tierra a-b-g	$\frac{U_{ab}}{I_{ab}}$
Bifásico b-c, Bifásico-tierra b-c-g	$\frac{U_{bc}}{I_{bc}}$
Bifásico c-a, Bifásico-tierra c-a-g	$\frac{U_{ca}}{I_{ca}}$
Trifásico a-b-c	$\frac{U_{ca}}{I_{ca}}, \frac{U_{ca}}{I_{ca}}, \frac{U_{ca}}{I_{ca}}$
k	$\frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1}$
Z_0	Impedancia homopolar de la línea 1
m	Distancia a la falta (p.u.)
I_R	Corriente residual

Algunos de los métodos más empleados para estimar la localización de la falta utilizando señales de un terminal son los siguientes:

- **Método de la componente reactiva:** El método de la componente reactiva (Warrington, 1969), (Sant y Paithankar, 1979) calcula la reactancia aparente de la línea y obtiene la relación que existe entre la reactancia medida respecto a la reactancia total de la línea. El valor obtenido se considera proporcional

a la distancia a la falta. El método considera que la corriente a través de la resistencia de falta se encuentra en fase con la corriente registrada en el punto de medida y que la línea se encuentra sin carga antes de la falta. Ambos supuestos no son válidos y por tanto, la estimación realizada mediante esta técnica es probable que tengan errores sustanciales.

- **Algoritmo de Takagi:** Takagi (Takagi et al., 1982) sugiere un algoritmo que utiliza las tensiones y corrientes a frecuencia fundamental medidas en un terminal de la línea antes y durante la falla. Para ello utiliza el equivalente Thevenin del sistema correspondiente a la situación de falta y obtiene una estimación de la distancia a la misma. La precisión del algoritmo depende del valor del ángulo utilizado en la estimación del fallo, para el caso de que el ángulo sea pequeño las estimaciones proporcionadas por el algoritmo de Takagi son mucho más precisas que las estimaciones proporcionadas por el método de la componente reactiva.

Un estudio más detallado de la comparación entre los diferentes algoritmos se encuentra en (Mora, 2006).

■ *Métodos de localización de faltas utilizando señales multiterminal*

Los métodos de localización de faltas que utilizan medidas de dos o más terminales ofrecen una determinación de la localización de la falta más precisa respecto a los métodos que utilizan sólo medidas en un tramo de la línea y requieren canales de comunicación de baja velocidad (Girgis et al., 1992). Estos métodos presentan como ventaja que no necesitan suponer condiciones externas como impedancias y circuitos equivalentes de las fuentes. Estos algoritmos utilizan información de señales registradas en ambos extremos de la línea, por lo que requieren una capacidad de procesamiento mayor respecto a los de un terminal (figura 4.2).

Los algoritmos desarrollados contemplan tanto registro de medidas síncronas (Kerzunovic et al., 1994), como asíncronas (Novosel et al., 1996).

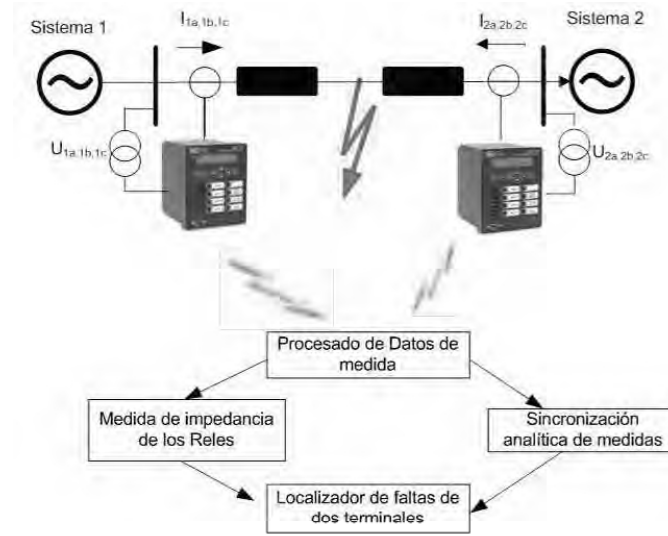


Figura 4.2: Esquema de medida de impedancia utilizando medidas de dos terminales

4.2. Localización de faltas en redes de distribución

Las redes de distribución se componen normalmente de una subestación con varias líneas principales de salida (“feeder”) que se ramifican en diversas líneas secundarias o derivaciones (figura 4.3) por lo que la implementación de los algoritmos de localización de faltas utilizando medidas de tensión y corriente en terminales del transformador fallan al ofrecer una localización múltiple de posibles puntos de fallo (Aslan y Aggarwal, 2008).

Adicionalmente, la localización de faltas en redes de distribución se complica porque en cada derivación existen consumidores cuyo comportamiento dinámico, que suele ser desconocido, dificulta la identificación del punto de fallo en tiempo real. Este problema adquiere más relevancia en redes de distribución con generación distribuida ya que el aporte de corriente desde las fuentes generadoras impide la localización del punto de fallo si se emplean los métodos de localización de falta utilizando señales de un terminal.

Varios son los autores que centraron sus investigaciones en la localización de faltas en redes de distribución. Así (Brahma, 2011) desarrolla un algoritmo de localización válido para todo tipo de faltas y con diferentes valores de resistencia pero necesita de un cálculo complejo y laborioso para determinar el valor de impedancia vista entre el localizador instalado en la subestación y el punto de ubicación de falta.

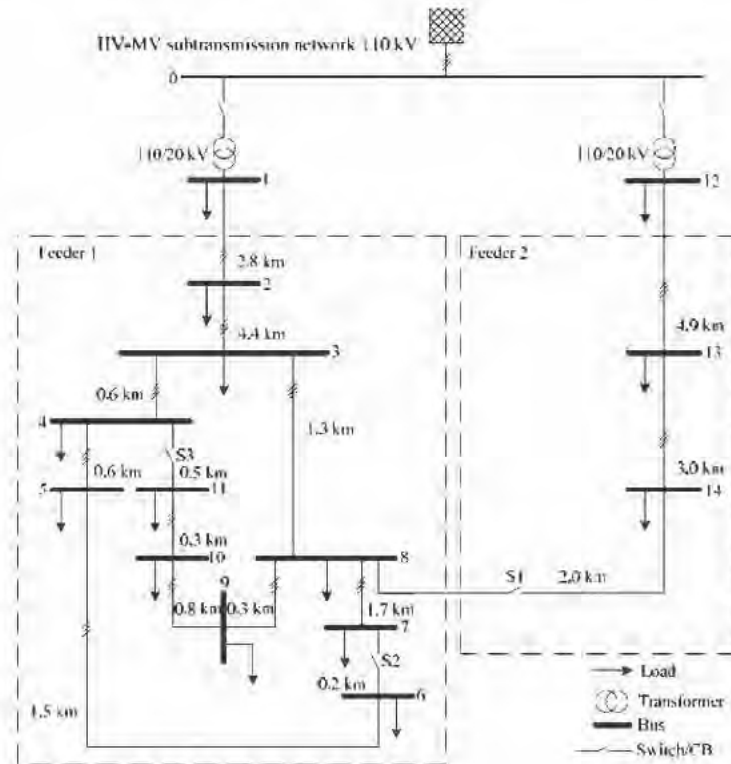


Figura 4.3: Esquema típico de redes europeas de distribución (CIGRE, 2013)

En (Pasdar et al., 2013) se propone un método de localización de faltas en redes inteligentes utilizando la inyección de una señal de corriente de alta frecuencia desde cada uno de los nudos de la red donde se encuentran ubicadas las cargas y determina el cambio de valor en impedancia característica. El estudio se realiza en una red de Baja tensión sin presencia de Generación distribuida.

En (Zayandehroodia et al., 2013) se determina la localización exacta del tramo en falta para una red de distribución con un nivel elevado de generación distribuida desarrollando un algoritmo de aprendizaje donde sus entradas son los valores eficaces de las intensidades aportadas desde la subestación y los generadores distribuidos. El algoritmo se implementa en dos etapas para la localización de la falta: En primer lugar, se calcula la distancia total desde la subestación para luego localizar exactamente la sección en falta.

Los autores (Javadian et al., 2009) y (Si et al., 2014) presentan un localizador de faltas con presencia de generación distribuida en el que se considera una red radial sin incluir ramificaciones ni líneas derivadas.

En (Bretas y Salim, 2006) se presenta un algoritmo de localización para sistemas de

distribución con fuentes de generación distribuida que utiliza la impedancia de secuencia positiva.

4.3. Metodología propuesta

El procedimiento para la localización de faltas que se plantea en la presente tesis doctoral se centra en un procedimiento de localización de faltas utilizando señales multiterminal y se estructura en dos etapas que se ejecutan cada vez que se produce un cambio en el consumo demandado por los clientes, en la generación o en la configuración de la red.

4.3.1. Etapa Pre-falta (off-line)

El procedimiento que se emplea es similar al desarrollado en (Brahma y Girgis, 2004) y consta de los siguientes pasos como se muestra en la figura 4.4:

- *Detección e identificación del tipo de falta.* Inicialmente, se comprueba si se ha producido una falta en la red de distribución analizando la información que suministran los equipos de supervisión y control que se encuentran alojados en el transformador de la subestación de media tensión. Si se ha producido una falta, que se considera permanente, se identifica, a continuación, si la falta es equilibrada o desequilibrada y en este último caso se determina el tipo de falta (monofásica o bifásica).
- *Actualización de las matrices de impedancia/admitancia* de secuencia directa, inversa y homopolar para cada tipo de falta.
- *Detección de cambios en la topología de la red* y en su caso actualización de la matriz de admitancias y de impedancias de la red con la nueva topología.
- *Lectura de medidas prefalta.* El algoritmo se conecta a la base de datos que contiene la información de las últimas medidas registradas de la subestación (tensiones monofásicas y corrientes de líneas), las medidas de cada generador distribuido (tensiones monofásicas y corrientes de línea) y las medidas disponibles de los contadores digitales de los clientes conectados a la red de distribución (potencia activa y reactiva consumida). Cada una de estas medidas va acompañada de su correspondiente identificador de fecha y hora (timestamp) lo que permite realizar la sincronización de señales y utilizar señales sincrónicas en los algoritmos de localización.

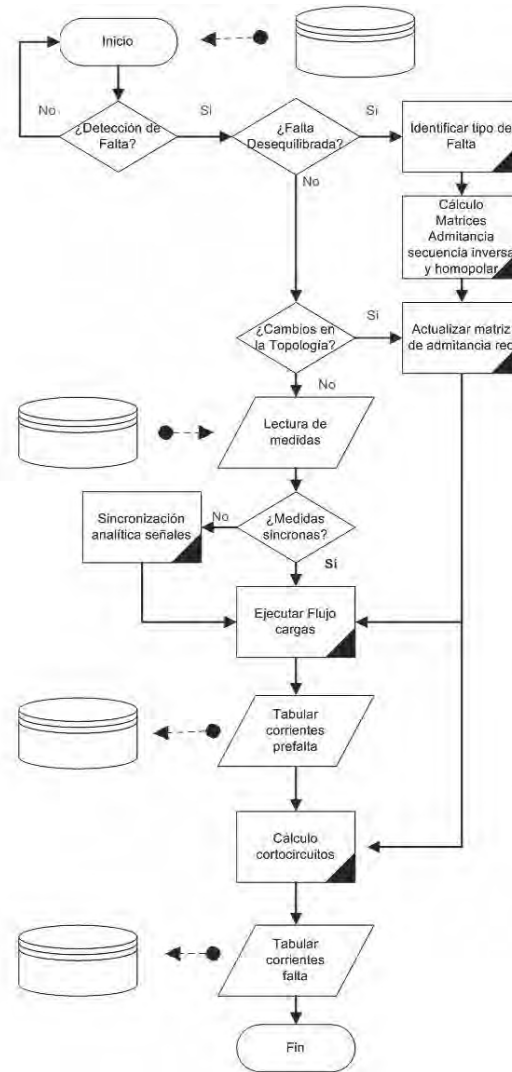


Figura 4.4: Diagrama de Flujo del algoritmo pre-falta Off-line

- *Cálculo del flujo de cargas* y tabulación de las corrientes normales en cada uno de los nudos y en cada una de las líneas. El flujo de cargas utiliza las medidas sincroneas prefalta y la información de las matrices de impedancias/admitancias actualizada con la situación del tipo de falta. Como resultado se actualiza en la base de datos los valores tabulados de las corrientes normales correspondientes a cada situación.
- *Cálculo de corrientes de cortocircuitos* para esa información de la topología de red (matrices de admitancia/impedancia actualizadas) y las medidas sincroneas prefalta disponibles. Este proceso consiste en realizar un análisis completo de corrientes de cortocircuitos para todos los tipos de falta en cada uno de los nudos de la red. El resultado es una tabla que contiene para cada tipo de falta, la corriente de cortocircuito aportada tanto por cada una de las fuentes de generación distribuida

la conexión entre todos nudos de la red., como se muestra en la matriz 4.1

$$\begin{pmatrix} N_{11} & N_{12} & \dots & N_{1n} \\ N_{21} & N_{22} & \dots & N_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ N_{k1} & N_{k2} & \dots & N_{kn} \end{pmatrix} \quad (4.1)$$

Donde

- n , número de nudos de la red de distribución.
- k , número de fuentes existentes en la red de distribución. $k = G$ para considerar todas las fuentes generadoras de la red.

El algoritmo comienza la secuencia de localización en la primera línea de la red que denominamos $L = 1$ y compara las corrientes de cortocircuito aportadas por las fuentes a los nudos extremos de esa sección de línea, con las registradas en el estudio off-line. Se establece aquí dos condiciones:

1. Condición 1:

La primera condición es que la intensidad de cortocircuito en el punto de falta que llamaremos (x) se encuentre dentro del intervalo formado por las intensidades de cortocircuito entre el nudo inicial (n_i) y el nudo final (n_j) pertenecientes a la sección en la que ha ocurrido la falta. Estos valores se corresponderán con los registrados previamente la etapa 1.

$$I_{cc(ni)} < I_{cc}(x) < I_{cc(nj)} \quad (4.2)$$

2. Condición 2:

La segunda condición se refiere a que todas las fuentes generadoras ($k = G$) existentes en la red de distribución tienen que ser consideradas en la localización del cortocircuito.

De esta forma, si se cumplen las ambas condiciones sería posible localizar la sección de red en falta y aislarla correctamente mediante el envío de orden de apertura a los interruptores ubicados en n_i y n_j y a los interruptores de las unidades de GD conectados en esa zona (figura 4.6).

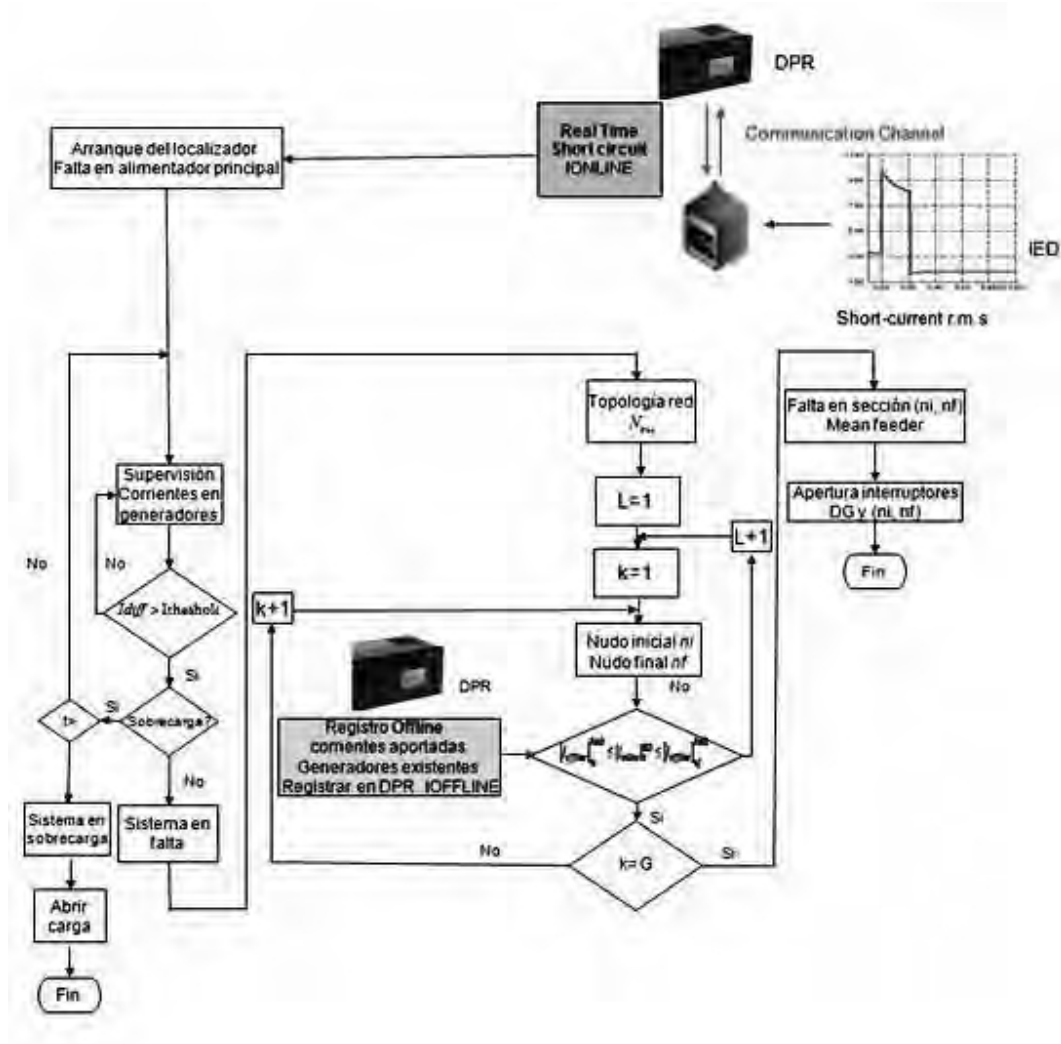


Figura 4.6: Propuesta de Algoritmo de localización de faltas en alimentador principal

4.4. Caso de estudio

La efectividad del algoritmo de localización se prueba en una red de distribución de cuatro nudos que consta de dos fuentes de generación distribuida conectadas a la rama principal (ver figura 4.7) y se provoca un cortocircuito trifásico entre los nudos 2 y 3.

1. Recuperación de las corrientes de cortocircuito tabuladas off-line. Siguiendo el procedimiento explicado en el apartado 4.3.1, las corrientes de cortocircuito aportadas por cada fuente generadora (subestación y generadores distribuidores) al tipo de fallo se encuentran tabuladas se muestran en la tabla 4.2.

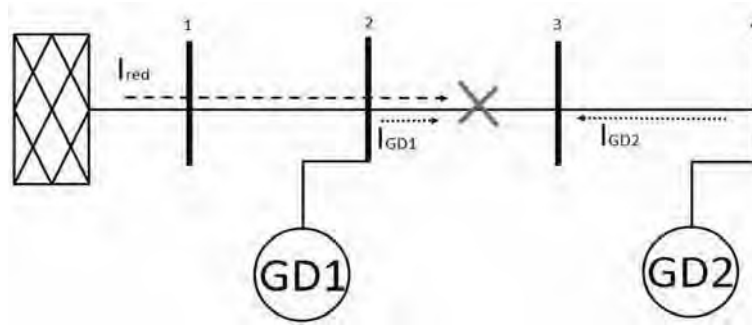


Figura 4.7: Caso de estudio de cuatro nudos

Tabla 4.2: Off-line, valores corrientes cortocircuito línea 2-3 tabulada (kA)

I_{Red}	2.76
I_{GD1}	0.523
I_{GD2}	0.395

- Las corrientes de cortocircuito trifásico en tiempo real (I_{ONLINE}) aportadas por cada fuente en cada nudo de la red son mostradas en la tabla 4.3.

Tabla 4.3: On-line: Contribución de corrientes de cortocircuito en cada nudo de la red (kA)

	Nudo 1	Nudo 2	Nudo 3	Nudo 4
I_{Red}	2.99	2.83	2.73	2.56
I_{GD1}	0.515	0.520	0.524	0.530
I_{GD2}	0.390	0.394	0.397	0.400

Como existe un desequilibrio entre la suma de intensidades de las fuentes (subestación y generadores distribuidos) y la demanda de los consumidores el localizador determina que el sistema se encuentra en falta e inicia su localización en la red principal.

- Búsqueda de falta entre nudo 1 y nudo 2

El localizador comienza barriendo cada una de los tramos de la rama principal empezando por el nudo 1 y comprobando si la falta se produce en el primer tramo, entre el nudo 1 (nudo inicial) y el nudo 2 (nudo final) (figura 4.8). En este tramo compara si el valor de la intensidad de falta trifásica que se ha tabulado en la etapa off-line se encuentra entre los valores de intensidad registrados del nudo1 y

nudo 2 (nudo fin). En la tabla 4.4 se han escrito en rojo estos valores de intensidad y en verde los tabulados en el DPR “offline”.

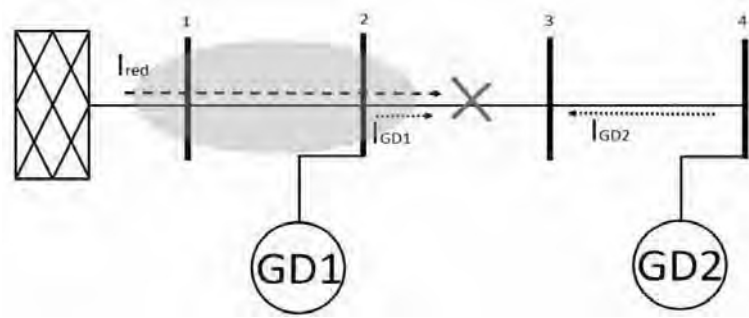


Figura 4.8: Búsqueda de falta en el primer tramo de la rama principal

Tabla 4.4: Comparación de corrientes de cortocircuito [kA] *on-line* y tabuladas *off-line* primer tramo rama principal

	$I_{cc-offline-nudo1}$	$I_{cc-offline-nudo2}$	$I_{cc-online}$	$I_{cc-offline-nudo3}$	$I_{cc-offline-nudo4}$
I_{Red}	2.99	2.83	2.76	2.73	2.56
I_{GD1}	0.515	0.520	0.523	0.524	0.530
I_{GD2}	0.390	0.394	0.395	0.397	0.400

En este caso como los valores de cortocircuito supervisados no se encuentran entre los valores tabulados el localizador determina que la falta no se encuentra en el primer tramo.

4. Búsqueda de falta entre nudo 2 y nudo 3

A continuación, barriendo de forma consecutiva los tramos de la rama principal, se actualizan los nudos para la búsqueda de la falta.

Ahora el nudo 2 será nudo inicial y el nudo 3 será el nudo final como se muestra en la (Figura 4.9).

Nuevamente se comparan los valores de intensidad de falta trifásica aportados por todas las fuentes con los tabulados comprobándose que ahora los valores supervisados se encuentran entre los valores tabulados para un cortocircuito trifásico entre los nudos 2 y 3, como muestra la tabla 4.5.

5. Apertura interruptores zona falta en rama principal

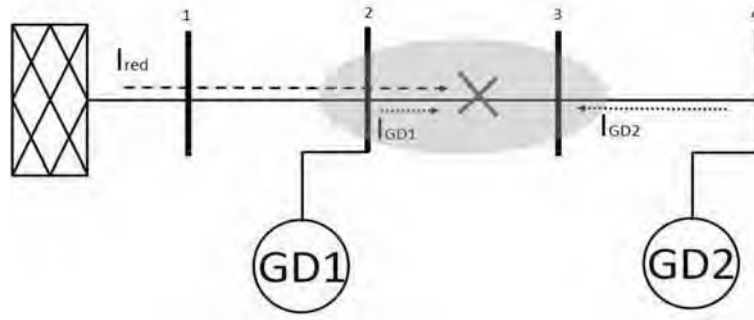


Figura 4.9: Búsqueda de falta en el segundo tramo de la rama principal

Tabla 4.5: Comparación de corrientes de cortocircuito [kA] *on-line* y tabuladas *off-line* segundo tramo rama principal

	$I_{cc-offline-nudo1}$	$I_{cc-offline-nudo2}$	$I_{cc-online}$	$I_{cc-offline-nudo3}$	$I_{cc-offline-nudo4}$
I_{Red}	2.99	2.83	2.76	2.73	2.56
I_{GD1}	0.515	0.520	0.523	0.524	0.530
I_{GD2}	0.390	0.394	0.395	0.397	0.400

Por lo tanto el localizador detectaría que la falta se ha producido entre los nudos 2 y 3 de la rama principal y enviaría orden de apertura a los interruptores automáticos del nudos 2 y 3 así como a los interruptores de la GD1 y GD2 (figura 4.10).

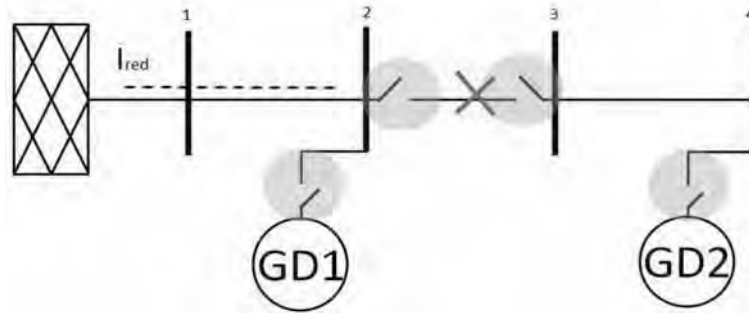


Figura 4.10: Identificación de la zona de la rama principal en falta y despeje de falta

4.5. Arquitectura de comunicaciones para la implementación del localizador de faltas

Históricamente el control remoto y automatización la subestación se realizaba con la implementación de RTU (Remote Terminal Units). Estas unidades conectaban de forma remota la subestación con el centro de mando encargado del control y supervisión de la

misma. Las ventajas de este sistema fueron que todas las señales estaban en un único procesador sin necesidad de ninguna comunicación más, por tanto el mantenimiento y configuración y configuración era simple. La desventaja de esta solución es que la potencia de procesamiento era muy débil sin capacidad por tanto de alcanzar los requisitos de funcionalidad requeridos. Las unidades de terminal remoto no ofrecieron suficiente apoyo para la comunicación con los nuevos dispositivos de protección que incluían cada vez más funciones de control. Como solución a este problema se añadieron más procesadores para que los dispositivos tuviesen la posibilidad de comunicarse unos con otros. Todo esto condujo al desarrollo de sistemas de control distribuido con una función de protección integral que dio lugar a otros problemas como: mayores costes económicos y mayor complejidad en la configuración de la subestación.

Cuando estos dispositivos son de diferentes fabricantes o de diferentes generaciones puede ocurrir que utilicen diferentes protocolos de comunicación que dificulten la comunicación entre ellos y sea necesario por tanto el empleo de pasarelas de comunicación para alcanzar una mayor interoperatividad entre ellos. Esta solución si bien es posible, tiene diferentes desventajas como elevado coste y sobre todo los errores introducidos en la comunicación entre dispositivos (Deck y Naedele., 2004).

Hoy en día todos los nuevos dispositivos electrónicos inteligentes (IED) existentes en el mercado hacen posible poner en práctica esta supervisión del estado de la red de distribución. Las tecnologías emergentes en el campo de la información y comunicación influyen cada vez más en los dispositivos de protección, medida y control de las redes eléctricas siendo parte inherente de ellos (Curk et al., 2004), (Gal et al., 2004).

La aplicación de las tecnologías de la información y comunicación (TIC) con fines de protección en la red de distribución, si bien prometen una mayor eficiencia tienen la contrapartida de la cantidad de datos y la complejidad de la estructura de la red que además necesitan de un sistema de gestión muy coherente (Wan et al., 2005a).

Estos avances tecnológicos han servido para implementar un nuevo modelo de coordinación de dispositivos de protección basado en «Agentes Tecnológicos» entendido éste como un sistema computacional con capacidad de realizar y tomar decisiones de forma autónoma para mantener sus objetivos de diseño. Este nuevo modelo pretende alcanzar la coordinación correcta de relés de protección, en presencia de GD en la red de distribución (Wan et al., 2005b) (IEC, 2005). La arquitectura multiagente consiste en la instalación de relés agentes, unidades de Generación distribuida agentes y equipos agentes que pueden comunicarse entre sí, no sólo con los agentes de idénticas caracte-

rísticas sino también distintas.

Cada agente tecnológico recibe como señales de entrada las señales del sistema que pueden ser por ejemplo: medidas locales, como intensidades, tensiones y el estado de los interruptores y en virtud de éstas señales y de la comunicación con otros relés producir una señal de salida que puede ser encontrar una operación errónea de alguno de los relés, el fallo en el interruptor o el estado de la conexión de Generación distribuida.

Un grupo de relés agentes con las mismas funciones de protección pueden ser agrupados y formar por ejemplo, relés agentes de sobreintensidad, relés agentes diferenciales etc, desempeñando cada uno de ellos su función de protección dentro del sistema.

En el generador y de forma individualizada también se colocarán relés agentes, que serán comunicados con el relé agente de la red de distribución para conseguir información sobre el estado de operación de la unidad de generación distribuida. La figura 4.11 muestra la arquitectura multiagente propuesta.

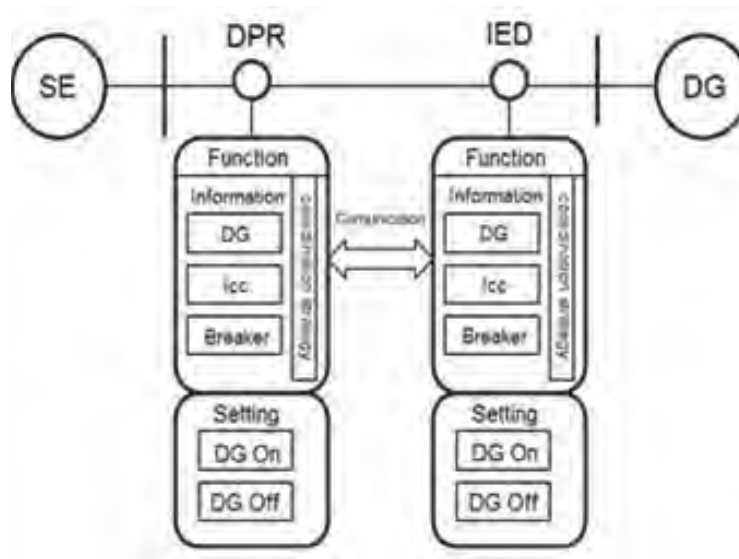


Figura 4.11: Arquitectura multiagente

Por último, los equipos agentes en los transformadores de medida y en los interruptores son los encargados de medir y tomar localmente la información de sistema para que en caso de falta efectúen la operación adecuada para despejar la falta de forma local y además comunicar y enviar esta información al relé agente correspondiente proporcionado así funciones de protección y coordinación.

Otra de las consecuencias del desarrollo tecnológico de estos dispositivos electrónicos

inteligentes es la posibilidad de comunicación entre estos y otros elementos inherentes a las subestaciones eléctricas. En este sentido, es necesario establecer los protocolos de comunicación apropiados que faciliten de manera segura el intercambio de información entre todos los agentes tecnológicos.

En este aspecto el Comité Técnico (TC) 57 de la IEC ha intentado desarrollar un estándar internacional para redes de comunicación y automatización de subestaciones eléctricas mediante la norma IEC 61850 (IEC, 2005) donde se plantea una estructura de automatización jerárquica en las redes eléctricas que posibilita la comunicación entre IEDs del mismo o de diferente nivel dentro de la subestación (Apostolov, 2006), (Lloret et al., 2007).

La definición de tiempo de transmisión de datos (IEC, 2005) se muestra en la figura 4.12.

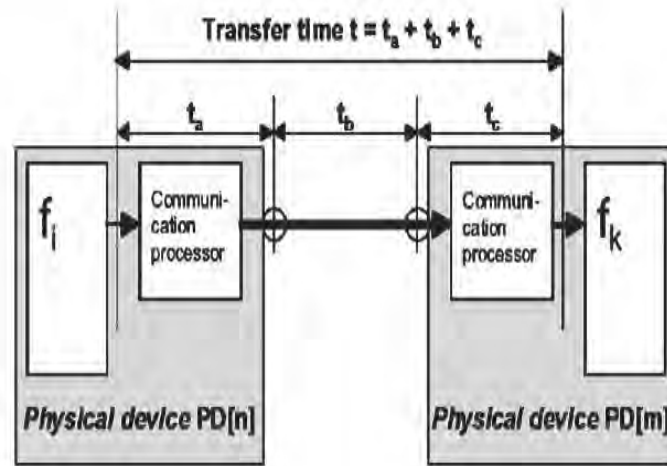


Figura 4.12: Transmisión de Datos IED. (IEC, 2005).

Donde:

- t_a - tiempo desde el momento en que el envío de IED pone el contenido de los datos en la parte superior hasta que el mensaje se envía en la red ($PD [n]$ en la figura 4.12).
- t_b - el tiempo de transmisión de la red.
- t_c - el tiempo transcurrido desde el momento de la recepción de IED ($PD [m]$ en la figura 4.12.) recibe el mensaje de la red hasta el momento en que extrae los datos.

Para llegar al principal objetivo que persigue la norma IEC 61850 la automatización de las subestaciones y sus principales funciones de protección, control y medida se

propone una filosofía y enfoque distintos, que busca que la operación de la subestación sea lo más intuitiva posible sin que los operarios necesiten conocer a fondo la ingeniería detrás de la implementación.

Como medio para alcanzar este objetivo, la norma propone el concepto de nodo lógico. Un nodo lógico se define como una representación de una funcionalidad que interviene en la automatización de una subestación.

Un nodo lógico puede representar dispositivos físicos (un interruptor) o las distintas partes de un dispositivo no físico (como puede ser un algoritmo de estimación de estado). Un nodo lógico siempre debe representar funciones elementales que no pueden ser divididas en otras más básicas.

A la hora de clasificar los nodos lógicos, se hace una distinción de los mismos según el ámbito de aplicación de cada uno. Los nodos lógicos se organizan según su ubicación, ya sea en el nivel de estación, posición o proceso así como aquellos que pertenecen al sistema u otras funciones.

- **Nivel de estación:** aquellos nodos que son visibles en toda la instalación y que funcionan como interfaz con el sistema de control local y telecontrol.
- **Nivel de posición/bahía:** aquellos nodos que realizan funciones de control, medidas, protección, supervisión y automatismos.
- **Nivel de proceso:** aquellos nodos que realizan operaciones a nivel de proceso. Si se da el caso en el que una única posición contenga más de un dispositivo físico será necesario replicar, para cada uno de los dispositivos físicos, los nodos lógicos de proceso.
- **Nodos de sistema:** aquellos que no representan entidades eléctricas. Estos nodos representan entidades del sistema global y su cometido es controlar el estado de todos los dispositivos físicos. Su ubicación depende del nivel en que se sitúe el dispositivo que controla.

Capítulo 5

Coordinación avanzada de protecciones

5.1. Introducción

En el capítulo 3 se ha realizado un análisis de la respuesta de los esquemas de protección clásica de sistemas de distribución en redes con presencia de GD. Se ha podido comprobar la imposibilidad que este esquema clásico de protección presenta a la hora de detectar y despejar faltas monofásicas de alta impedancia y con niveles medios-altos de penetración de GD. A la vista de estos resultados, en el presente capítulo se va a desarrollar una coordinación de protecciones adaptativa, basada en un Smartrelay, capaz de modificar su características de actuación en función de las condiciones de trabajo del sistema a proteger, minimizando el tiempo de respuesta del smartrelay. Este nuevo esquema de protección adaptativa encargado de optimizar la respuesta de los smartrelays presentes en el sistema de estudio empleará un algoritmo genético para determinar las características óptimas de operación de los relés.

En la década de los 80, surge el concepto de protección adaptativa, definiéndola como, *dispositivo de protección que puede cambiar sus características de operación y ajustes adaptándose al modo de operación de la red y a los diferentes tipos de falta* (Horowitz et al., 1988), (Rockefeller et al., 1988).

Recientemente, el número de trabajos de investigación en el campo de protecciones adaptativas ha aumentado significativamente pudiéndose encontrar estudios sobre protecciones adaptativas de corriente (Brahma y Girgis, 2004), (Ma et al., 2012), protecciones adaptativas de tensión (Juan et al., 2011), y protecciones adaptativas de distancia (Ma et al., 2010).

La protección adaptativa de corriente (Brahma y Girgis, 2004) necesita de un sistema de comunicación y un cálculo laborioso de la impedancia equivalente de Thevenin, la protección adaptativa de corriente en (Ma et al., 2012), es apropiada para redes de distribución con GD y resuelve eficazmente el problema de coordinación entre protecciones principales y de respaldo del alimentador principal pero no en las líneas derivadas.

En (Juan et al., 2011) se combinan ambas protecciones adaptativas de tensión y corriente resolviendo el efecto de pérdida de sensibilidad del dispositivo de protección del alimentador principal sin entrar a solucionar el problema existente con faltas en línea derivada.

En (Ma et al., 2010) se desarrolla un esquema de protección adaptativa de distancia sin sistema de comunicación que calcula automáticamente los ajustes del dispositivo en

función del modo de operación de la red y de la potencia inyectada por la GD. Las instalaciones de GD de pequeña potencia no afectan significativamente al sistema de protección (Baran y El-Markaby, 2005). Sin embargo, la GD de gran tamaño puede causar efectos negativos y dificultar como se ha comentado la coordinación entre los dispositivos de protección (Mahat et al., 2011) (Hussain et al., 2013).

5.2. Smartrelays

Los actuales relés de protección digitales son sistemas industriales que disponen de microprocesadores que les permiten operar en tiempo real. Estos dispositivos son capaces de medir, de forma digital, tanto las tensiones como las corrientes, así como otras señales, asociadas al dispositivo que protegen. La tecnología digital permite a estos relés detectar de forma automática y casi instantánea si el dispositivo que se encargan de proteger está sufriendo alguna falta tanto en sus terminales como de forma interna.

Las principales ventajas de los modernos relés digitales, frente a los electromecánicos convencionales, se describen a continuación:

- Permiten obtener medidas precisas de tensión y corriente del sistema que están protegiendo.
- Los principios de operación que emplean son más sofisticados.
- Son capaces de monitorizar las variables eléctricas del dispositivo bajo su protección.
- Rapidez en la operación y despeje de faltas.
- Capacidad de comunicación, almacenamiento de información, facilidad de programación, entre otras funcionalidades.

El esquema principal de operación de un relé digital se muestra en la figura 5.1.



Figura 5.1: Funcionalidades de un relé digital

Las principales funcionalidades de un relé digital son:

- Adquisición de datos (mediante filtros analógicos y muestreo)
- Medidas (mediante estimación de fasores)
- Lógica (disparo, alarma, etc)

El bloque correspondiente a la lógica de los relés digitales es el encargado de realizar las siguientes funciones:

- Aplicar características a las medidas registradas, por ejemplo la zona a la que pertenecen en el caso de relés de impedancia.
- Aplicar las funcionalidades relacionadas con los tiempos de operación del relé, como pueden ser los retrasos en la actuación de los relés de apoyo.
- Tomar las decisiones de operación de la protección en función de las características de disparo del relé. Para tomar estas decisiones es necesario que la unidad lógica del relé compruebe el estado del relé a partir de las medidas adquiridas, calcule el punto de operación del mismo en base a estas medidas y envíe la señal de alarma y disparo correspondiente a la situación en la que se encuentre el elemento a proteger.

Las funcionalidades ofrecidas por los modernos relés digitales han permitido desarrollar nuevos sistemas de protección en los que su empleo como protecciones adaptativas, capaces de adecuarse a las condiciones de funcionamiento y falta del sistema a proteger, ha permitido mejorar considerablemente la protección de los sistemas de distribución.

5.3. Formulación del problema

Cuando ocurre un cortocircuito en la red de distribución, se produce un importante cambio en el valor de la corriente. Por lo tanto, es natural que la magnitud de la corriente sea utilizada como un indicador de la existencia de una falta en la red. Actualmente las protecciones de sobrecorriente son los dispositivos más utilizados de protección (Warrington, 1969), (Paithankar, 1997), estos dispositivos se emplea generalmente como protección de respaldo. Sin embargo, en algunas situaciones puede ser la única protección.

Cada relé en el sistema debe ser coordinado con el relé de protección de los equipos adyacentes. Si la protección de respaldo no está bien coordinada, puede ocurrir un fallo de coordinación, por tanto la coordinación de las protecciones de respaldo es una de las principales preocupaciones en el sistema de protección de la red (Warrington, 1969)

(Noghabi et al., 2009).

Por lo general, la coordinación de protecciones puede realizarse por topología (Knabbe, 1969), por métodos de optimización (Urdaneta et al., 1988), (Chattopadhyay et al., 1996) o mediante métodos expertos (So y Li, 2000).

El análisis topológico es empleado para el ajuste de relés en redes multiterminales, la teoría de grafos y técnicas de aproximación funcional son empleadas para proporcionar la mejor de las soluciones que no necesariamente tiene por qué ser la de óptimo global. En los métodos de optimización algunos investigadores (Urdaneta et al., 1988), (Laway y Gupta, 1993), utilizan técnicas de programación no lineal para determinar el ajuste óptimo de los relés sujeto a restricciones debidas a coordinación y a los límites de los ajustes de los propios relés.

Otros investigadores (Chattopadhyay et al., 1996) utilizan técnicas de programación lineal solo para minimizar el tiempo. La corriente de arranque se supone conocida y el tiempo de operación de cada relé es considerado como una función lineal de su tiempo múltiplo del ajuste (TMS) (Noghabi et al., 2009).

En la referencia (Bedekar et al., 2009) se propone el método Big M para encontrar el valor óptimo del TMS del OCR en el que el PSM se supone conocido y fijado.

El problema de la coordinación de los dispositivos de sobreintensidad en el sistema de distribución con presencia de GD se puede plantear así como un problema de optimización con restricciones. El objetivo es reducir al mínimo el tiempo de funcionamiento del relé más cercano al lugar donde ha tenido lugar la falta. Las restricciones impuestas son debidas a los límites en el tiempo de funcionamiento del relé, los criterios de coordinación y las características del relé.

5.3.1. Estrategia de coordinación de protecciones mediante programación lineal

El problema de coordinación de los relés de sobreintensidad en sistemas de distribución es formulado como un problema de programación lineal (PL), que se considera un problema de optimización donde la suma de los tiempos de operación de los relés del sistema, para diferentes puntos de falta, es mínimo.

$$\min z = \sum_{i=1}^m W_i * t_{i,k} \quad (5.1)$$

Siendo:

- m , es el número de relés.
- $t_{i,k}$, es el tiempo de actuación del relé R_i para falta en zona k .
- W_i , peso asignado al tiempo de operación del relé R_i ... En los sistemas de distribución las líneas son cortas y aproximadamente de igual longitud, se asigna igual peso ($W = 1$) a los tiempos de operación de todos los relés (Noghabi et al., 2009),(Chattopadhyay et al., 1996).

Sujeto a restricciones debidas a;

1. Criterios de coordinación.
2. Tiempos límites de operación del relé.
3. Restricciones inherentes al propio relé.

5.3.2. Restricciones por criterios de coordinación

La falta es detectada simultáneamente por la protección principal (PP) y por la protección secundaria (PS), para evitar un operación errónea la PS solamente tendrá que operar en el caso de que la PP falle.

Si denominamos:

- R_j a la protección primaria para falta en el punto k .
- R_i a la protección secundaria o de respaldo para la misma falta.

La condición de restricción por criterios de coordinación es:

$$t_{i,k} - t_{j,k} \geq \Delta t \quad (5.2)$$

Donde :

- $t_{i,k}$ es el tiempo de operación de la operación de respaldo para falta k
- $t_{j,k}$ es el tiempo de operación de operación de la PP para la misma falta.
- Δt intervalo de tiempo de coordinación (CTI).

5.3.3. Restricciones por ajustes y tiempos de operación de los relés

La restricción impuesta por el tiempo de operación de los relés viene determinada por la siguiente ecuación.

$$t_{i,min} \leq t_{i,k} \leq t_{i,max} \quad (5.3)$$

Donde:

- $t_{i,min}$ es el tiempo mínimo de operación del relé i para falta en algún punto.
- $t_{i,max}$ es el tiempo máximo de operación del relé i para falta en algún punto.

Los límites para el TMS (time multiplier setting) para los relés

$$TMS_{i,min} \leq TMS_{i,k} \leq TMS_{i,max} \quad (5.4)$$

Donde:

- $TMS_{i,min}$ valor mínimo del TMS para el relé i
- $TMS_{i,max}$ valor máximo del TMS para el relé i

Los valores considerados habitualmente para los límites del TMS son 0.025 y 1.2 respectivamente (Soman, 2010).

Puesto que los tiempos de operación son función del TMS únicamente es necesario considerar una de las restricción anteriores.

5.3.4. Restricciones por características del relé

En el presente estudio se va a considerar que todos los relés presentes en el sistema de distribución operan con la misma característica de funcionamiento de tiempo inverso representada mediante la ecuación 5.5.

$$t_{op} = \frac{\beta * TMS}{(PSM^\alpha) - 1} \quad (5.5)$$

Donde:

- t_{op} tiempo de operación del relé.
- PSM (plug setting multiplier) es la relación entre la corriente vista por el relé durante la falta (I) y la corriente de ajuste del relé ($I_{PICK-UP}$).

Para curvas características inversas es habitual considerar $\beta = 0.14$ y $\alpha = 0.02$. (Keil y Jager, 2008), (Paithankar, 1997).

La corriente de ajuste del relé, $I_{pick-up}$, puede ser determinada a partir de los requerimientos del sistema.

Así la ecuación 5.5 puede escribirse;

$$t_{op} = a * TMS \quad (5.6)$$

Donde:

$$a = \frac{\beta}{(PSM)^\alpha - 1} \quad (5.7)$$

Sustituyendo, la función objetivo será:

$$minz = \sum_{i=1}^m a_{i,k} * TMS_i \quad (5.8)$$

Siendo:

- $a_{i,k}$ constante del relé R_i para falta en k.

Los valores de $a_{i,k}$ del relé R_i para diferentes localización de faltas (k) son predeterminados. El valor del TMS para cada relé queda determinado mediante optimización.

5.4. Implementación de un esquema de protección adaptativa y smartrelay

5.4.1. Teoría de Algoritmos Genéticos

Los algoritmos genéticos son métodos sistemáticos para la resolución de problemas de búsqueda y optimización que aplican a éstos los mismos métodos de la evolución natural: selección basada en la población, reproducción sexual y mutación. De todos es bien conocido que, en la naturaleza, los individuos compiten por recursos como agua, comida o refugio. Aquellos individuos mejor adaptados tendrán más posibilidades de sobrevivir y generar descendencia, mientras que los peor adaptados tienen un menor número de descendientes y tienden a desaparecer. De esta forma, los genes de los individuos mejor adaptados se transmiten a futuras generaciones mientras que los genes de los individuos peor adaptados se pierden en la evolución. La evolución se basa en la probabilidad de que la combinación de genes en las nuevas generaciones permita una mejor adaptación de la descendencia al entorno. Sin embargo, en el proceso de adaptación de un individuo al medio no hay que olvidar otros factores tales como el aprendizaje, en ocasiones adquirido mediante el método de prueba y error, o mediante la imitación del comportamiento de los padres.

Una vez expuestas las bases biológicas de los GA podemos establecer una analogía con los métodos matemáticos desarrollados a partir de ellas.

En líneas generales podemos decir que la estrategia operativa de un GA es la siguiente: los GA trabajan con una población (conjunto de individuos) generada aleatoriamente al principio del proceso y que evoluciona en cada iteración. Cada uno de los individuos que componen la población representa una posible solución del problema a resolver, y su codificación se realiza mediante cadenas binarias. Estos individuos se evalúan mediante una función (aptitud) que indica la *bondad* de la solución obtenida o el grado de adaptación del individuo al entorno. A continuación, se realizan una serie de operaciones encaminadas a generar una nueva población. Estas operaciones son: selección de los individuos mejor dotados que participarán en el proceso de reproducción o cruce y mutación de los individuos de la nueva generación. Este proceso se repite hasta llegar finalmente a una población que, si el algoritmo converge adecuadamente, estará compuesta por buenos individuos siendo el mejor de éstos la solución al problema que ofrece el algoritmo. Existe una variante de los GA, conocida como elitista, en la que se mantendrá en la población a un número dado de los individuos mejor adaptados.

Una generación se obtiene a partir de la anterior por medio de los operadores genéticos de reproducción. Existen dos tipos:

- **Cruce:** trata de emular la herencia genética transmitida de padres a hijos. Es una reproducción de tipo sexual en la que se genera una descendencia a partir del mismo número de individuos, habitualmente 2, de la generación anterior.
- **Copia:** Se trata de una reproducción tipo asexual en la que un determinado número de individuos pasa directamente a la siguiente generación sin sufrir ninguna variación. Este operador también se conoce como elitista. La mutación es la encargada de introducir diversidad en el proceso de búsqueda, mediante la variación de una o varias características de alguno de los individuos de la población. La probabilidad de que se produzca una mutación suele ser baja, entre el 0,1 % y 2 %.

Sobre este esquema básico representado en la figura 5.2, se han desarrollado múltiples variantes.

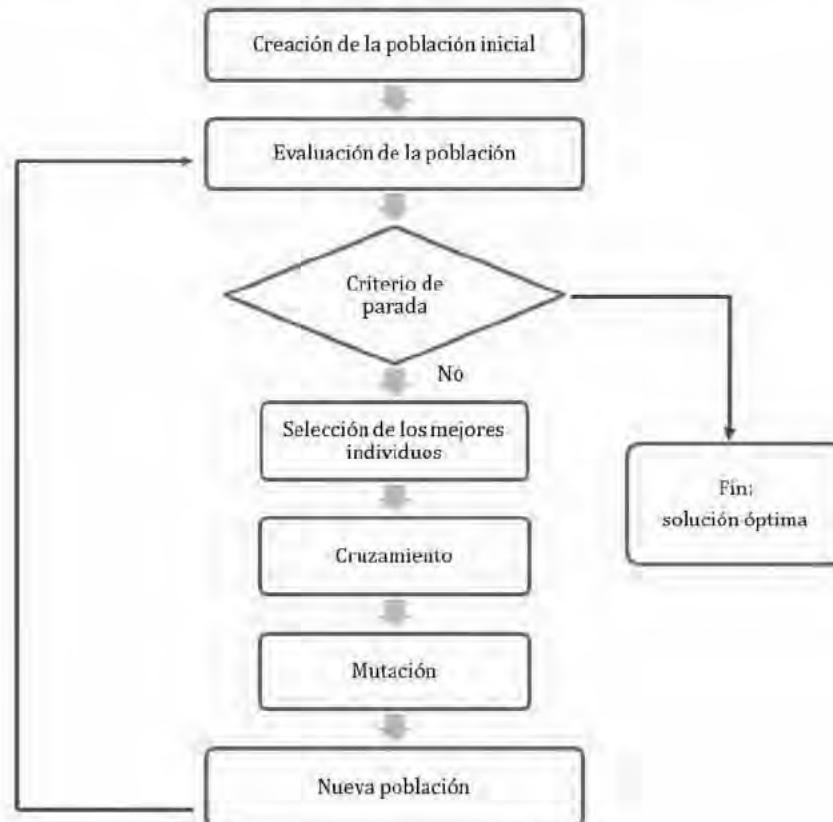


Figura 5.2: Flujograma GA

Para poder implementar un GA se debe llevar a cabo la definición de las siguientes actuaciones:

1. Codificación o representación genética de las soluciones potenciales del problema (cadenas binarias en el GA). La codificación de las variables está relacionada con la representación del problema a resolver. El lenguaje utilizado debe ser robusto, es decir, que cambios aleatorios en la codificación no pueden representar errores fatales o soluciones sin sentido.
2. Mecanismo de creación de la población inicial. Inicialmente se realizaba de manera aleatoria.
3. Función de evaluación que realiza el papel del entorno permitiendo clasificar a los individuos en función de su aptitud. La definición de la función de evaluación o aptitud debe ser estudiada cuidadosamente para asegurar la convergencia del problema a la solución óptima.
4. Selección de los operadores genéticos de selección, cruce y mutación que simulan la evolución de las generaciones. Debe prestarse atención a la elección del método de selección, ya que una elevada presión selectiva implicará que los individuos con

altos valores de aptitud predominen sobre el resto de posibles soluciones dando lugar a problemas de convergencia prematura. Para solventar estos problemas se recomienda realizar un escalado sobre los valores de aptitud de los individuos de la población.

5. Tratamiento de los individuos no factibles. Establecen mecanismos para evaluar los individuos que se encuentran fuera de los límites del espacio de soluciones a lo largo del proceso de optimización. Sólo es aplicable en aquellos problemas discontinuos o convexos.
6. Parámetros de funcionamiento del GA: longitud de los individuos, tamaño de la población, número de generaciones, probabilidad de mutación, cruce y elitismo, así como el tipo y fuerza de la selección. Si el tamaño de la población es demasiado pequeño el GA no podrá explorar de manera eficiente el espacio de soluciones. Si el ritmo de cambio genético es elevado o el tipo de selección se escoge de manera inadecuada el GA puede tener problemas de convergencia al cambiar constantemente de direcciones de búsqueda.
7. Criterios de parada del algoritmo. Para poder aplicar de forma exitosa el GA al problema de optimización éste debe cumplir los siguientes requisitos:
 - Su espacio de búsqueda debe ser limitado, es decir estar delimitado dentro de un cierto rango.
 - Debe poder definirse el problema mediante una función de aptitud o evaluación que nos permite cuantificar cuán buenas o malas son las soluciones obtenidas.
 - Las soluciones deben poder codificarse de forma sencilla para su implementación en un ordenador.

5.4.2. Planteamiento del problema

Una vez demostrada la eficacia del empleo de los GA para resolver un problema no lineal, convexo, entero-mixto, combinatorio y de gran dimensión, como es la coordinación de protecciones en redes con GD, se desarrolla un algoritmo para determinar las condiciones de operación y coordinación de los relés digitales de sobrecorriente (smartrelays) presentes en un sistema de distribución con GD.

El objetivo principal a la hora de coordinar varios relés de sobrecorriente es minimizar el tiempo de actuación de los mismos. Para lograr dicho objetivo se puede actuar sobre diferentes parámetros de la característica de los smartrelays.

Las principales variables a tener en cuenta en el proceso de coordinación de relés es el Time Dial Setting (TMS) y la corriente de arranque. En numerosos artículos, el valor de I_{pickup} es fijo y se determina a partir de la experiencia de los operadores de relés así como de los datos de carga y corriente de cortocircuitos registrados en el punto de localización del relé. En general, se emplean los valores más bajos de I_{pickup} registrados de manera que permitan mejorar la selectividad de la protección. Si I_{pickup} se considera una constante, entonces la única variable empleada en el proceso de optimización del tiempo de actuación del relé es el TMS simplificando así el problema y convirtiéndolo en un problema de optimización lineal que puede ser resuelto mediante métodos sencillos de programación lineal. La ventaja de los métodos de optimización lineal es que son capaces de converger al óptimo global. Sin embargo, el empleo de valores fijos para I_{pickup} puede empeorar el valor del TMS y por lo tanto del tiempo de actuación del relé.

Para solucionar dicho problema se consideran como variables del proceso de optimización tanto el dial, TMS, como la corriente de consigna, I_{pickup} . En este caso el problema pasa a ser un problema de optimización no lineal que mejora los tiempos de actuación del relé. El principal problema de este nuevo proceso de optimización es el coste computacional de los métodos empleados en la resolución del mismo. Además, si se emplean relés discretos, es necesario redondear los valores de TMS e I_{pickup} resultantes del proceso de optimización por los más cercanos a los valores discretos del relé, invalidando en ocasiones la solución obtenida.

Este problema se puede solucionar empleando relés digitales (smartrelays) que puedan trabajar con valores continuos de TMS e I_{pickup} y utilizando métodos de programación no lineal entera mixta, que son mucho más flexibles aunque con mayor coste computacional.

Una vez planteada la problemática actual de la coordinación de relés de sobrecorriente se debe tener en cuenta que a la hora de buscar la coordinación óptima entre los relés de sobrecorriente de un sistema de potencia el método de optimización empleado debe satisfacer los siguientes requisitos.

1. Se debe minimizar el tiempo de actuación de los relés principales manteniendo la coordinación entre los relés del sistema.
2. Los valores de TMS y I_{pickup} seleccionados deben ser válidos y robustos ante diferentes topologías y escenarios de operación del sistema de potencia.
3. La solución facilitada por el método de optimización debe ser cercana al óptimo global.

5.4.3. Formulación del problema

En esta Tesis se plantea optimizar el tiempo de actuación de los relés de sobrecorriente de una sistema de potencia mediante una coordinación adaptativa. Con este planteamiento se optimizará la capacidad de trabajo de los relés digitales de sobrecorriente permitiendo buscar puntos de operación en el espacio de trabajo definido por las diferentes curvas características del relé (desde normalmente inversa hasta muy inversa, figura 5.3) sin pérdida de coordinación entre los relés principales y los de respaldo. Para ello, el tiempo de operación de los relés será una función dependiente del TMS y los parámetros que definen la característica del relé α y β .

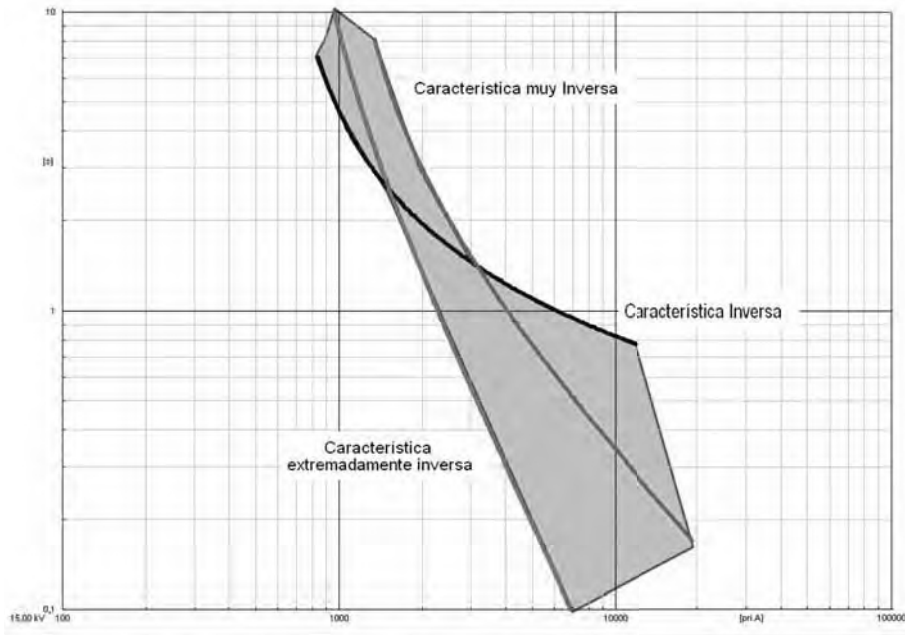


Figura 5.3: Espacio de trabajo del Smartrelay

$$t_{i,k} = f(TMS_i, \alpha_i, \beta_i) \quad (5.9)$$

El problema de optimización se formulará de la siguiente manera:

$$Mint_{operation} = W_i \sum_{i=1}^m t_{i,k} + W_j \sum_{j=1}^n t_{ij} \quad (5.10)$$

Sujeto a

$$t_{i,min} \leq t_{i,k} \leq t_{i,max} \quad (5.11)$$

$$TMS_{i,min} \leq TMS_i \leq TMS_{i,max} \quad (5.12)$$

$$PSM_{i,min} \leq PSM_i \leq PSM_{i,max} \quad (5.13)$$

$$\alpha_{i,min} \leq \alpha_i \leq \alpha_{i,max} \quad (5.14)$$

$$\beta_{i,min} \leq \beta_i \leq \beta_{i,max} \quad (5.15)$$

$$CTI_{i,j,min} \leq CTI_{i,j} \quad (5.16)$$

Donde:

$$t_{i,k} = \frac{TMS_i * \beta_i}{\left(\frac{I_{sci}}{I_{pickup}^i}\right)^{\alpha_i} - 1} \quad (5.17)$$

$$\Delta t_{ij} = \frac{TMS_i * \beta_i}{\left(\frac{I_{sci}}{I_{pickup}^i}\right)^{\alpha_i} - 1} - \frac{TMS_j * \beta_j}{\left(\frac{I_{scj}}{I_{pickup}^j}\right)^{\alpha_j} - 1} - CTI_{i,j} \quad (5.18)$$

Para optimizar la capacidad de trabajo del relé, se empleará como espacio de búsqueda de la solución óptima todo el espacio determinado por las características del relé. Esto se traduce en los límites impuestos por las ecuaciones 5.14 y 5.15 que vendrían dados por la tabla 2.1, de manera que $\alpha_{min} = 0.02$ y $\alpha_{max} = 2$, $\beta_{min} = 0.14$ y $\beta_{max} = 80$.

Para garantizar una correcta coordinación entre los relés principales y los de respaldo se establece un CTI mínimo de 0.3 segundos. Según (Anderson, 1998), la corriente umbral debe ser 1.2 veces la corriente de carga para favorecer un correcto funcionamiento del relé ante diferentes condiciones de operación (pequeñas sobrecargas y pequeños cortocircuitos).

La coordinación de relés de sobrecorriente (tanto primarios como de respaldo) se emplea principalmente en sistemas de distribución en los que las líneas suelen ser cortas y semejantes unas a otras. Al ser W_i un parámetro dependiente de las características de las líneas del sistema de potencia se puede considerar que W_i es el mismo para todas las líneas de los sistemas de distribución.

El problema de optimización planteado para la coordinación adaptativa de relés es un problema no lineal ya que el tiempo de actuación depende de α y β de acuerdo a la ecuación 5.9.

5.4.4. Desarrollo del Algoritmo Genético

La programación de la optimización de la coordinación de protecciones de sobrecorriente se va realizar mediante un GA cuyo pseudocódigo se muestra en la figura 5.4.

■ Codificación de las soluciones (Paso 1)

El primer paso en la programación del GA es la determinación del método para

```

(1) Generar Población inicial,  $P_0$ ;
(2) Generación  $\leftarrow 0$ ;
(3) Mientras NO (criterio de parada) hacer:
    Comienza
    (4) Evaluar  $P_{\text{generación}}$ 
    (5) Población intermedia,  $P_{\text{int}} \leftarrow \text{Seleccionar } (P_{\text{generación}})$ 
    (6) Población intermedia,  $P_{\text{int}} \leftarrow \text{Aplicar cruzamiento } (P_{\text{int}})$ 
    (7) Población intermedia,  $P_{\text{int}} \leftarrow \text{Aplicar mutación } (P_{\text{int}})$ 
    (8)  $P_{\text{generación}+1} \leftarrow \text{Reemplazar } (P_{\text{generación}}, P_{\text{int}})$ 
    (9) Generación  $\leftarrow \text{Generación} + 1$ 
Termina

```

Figura 5.4: Pseudocódigo del GA

codificar las potenciales soluciones del problema, es decir, definir la codificación de los cromosomas empleados en el GA.

Las variables a codificar son α , β y TMS.

Las tres variables empleadas en el proceso se van a considerar como números enteros. Por lo tanto el cromosoma que va a emplear el GA estará compuesto por variables enteras y su tamaño dependerá del número de unidades que se quieran coordinar simultáneamente. Por cada dispositivo OCR (NOCR) a coordinar en el sistema necesitamos tres genes ($2 * \text{NOCR}$) que representen las variables α , β y TMS de cada relé. Por lo que el tamaño de los cromosomas utilizados seguirá la expresión $3 * N_{OCR}$. La figura 5.5 muestra un esquema de los cromosomas empleados en el GA.

<i>Gen 1</i>	<i>Gen 2</i>	<i>Gen 3</i>	...	<i>Gen ($3 * N_R - 2$)</i>	<i>Gen $3 * (N_R - 1)$</i>	<i>Gen ($3 * N_R$)</i>
β_{R1}	α_{R1}	TMS _{R1}	...	β_{Rn}	α_{Rn}	TMS _{Rn}

Figura 5.5: Estructura del Cromosoma

■ Población inicial (Paso 2)

La población inicial del problema será generada mediante un procedimiento aleatorio en el que se tendrán en cuenta las restricciones asociadas a las variables: valores límites de α , β y TMS.

El tamaño de la población deberá ser suficientemente grande para asegurar la

exploración óptima del espacio de soluciones.

■ **Operadores Genéticos (Pasos 3 a 9)**

A partir de este momento (Paso 3) y hasta que se cumplan los criterios de parada, comienza un bucle cuyo objetivo es generar una nueva población, $P_{generacion+1}$, mediante la aplicación de los operadores genéticos a la población actual, $P_{generacion}$.

Una vez evaluada la función objetivo ($F(y)$, paso 4) y mientras no se cumplan los criterios de parada, se aplicarán los operadores genéticos para crear la siguiente población de estudio.

En primer lugar, es necesario realizar una selección (paso 5) de los individuos que van a formar parte de los padres en el proceso reproductivo. El método empleado es la selección por ruleta que prima aquellas soluciones que obtienen mejores valores de aptitud en detrimento de las que obtienen peores valores de aptitud. Este método permite realizar una explotación de las mejores zonas de búsqueda dando lugar a la exploración de zonas menos ventajosas.

Una vez obtenida la población de padres se realiza el cruzamiento (paso 6). Entre todas las técnicas relacionadas con este proceso hemos elegido el cruzamiento monopunto ya que la dimensión de los cromosomas empleados es pequeña y el empleo de otras técnicas podría romper mucho la cadena perdiendo información relevante sobre las mejores zonas de búsqueda. En cuanto a la probabilidad de cruce se ha establecido un valor de 0,8, es decir, se aplica cruzamiento sobre el 80 % de la población.

El siguiente paso en la generación de una nueva población es la aplicación del operador de mutación (paso 7), el objetivo de este operador es introducir diversidad en la población o rescatar información que se haya podido perder en el proceso de selección y cruce. Puesto que la probabilidad de cruce empleada es alta se ha seleccionado una probabilidad de mutación (pm 0,1 %) que permite ampliar la capacidad exploratoria del algoritmo.

Finalmente, es necesario introducir los hijos en la población existente para generar la población empleada en el siguiente proceso iterativo. Se ha elegido la opción de reemplazo (paso 9) de los padres por los hijos, basado en la teoría de la evolución, según la cual los hijos heredan las mejores propiedades de los padres en cuanto a

adecuación al entorno.

A partir de la población intermedia, compuesta por los hijos resultantes de los procesos de cruce y mutación y junto con la población de la generación actual, se obtiene una nueva población correspondiente a la siguiente generación, $P_{generacion+1}$.

5.5. Validación del esquema de protección adaptativa y smartrelay

Para la validación del algoritmo de optimización del funcionamiento y coordinación de relés de sobrecorriente se ha empleado el sistema de distribución descrito en el apartado 3.3. Se han seleccionado dos localizaciones de falta por ser las más representativas dentro del sistema:

- Falta en la línea principal: para las faltas en la línea principal se ha seleccionado el nudo 7 correspondiente a la zona de protección 3. Dicha elección se debe a que el nudo 7 se encuentra entre las dos ubicaciones de la generación distribuida existente en el sistema (nudos 20 y 22).
- Falta en línea derivada: se ha seleccionado la línea derivada 5 con localización de falta en los nudos 27, 28 y 29.

En ambas localizaciones se ha realizado una optimización del funcionamiento y coordinación de los relés de 150 escenarios correspondientes a las siguientes condiciones de cortocircuitos:

- Localización de la GD en los nudos 20, 22 y ambos (20 + 22).
- Penetración de GD en dos niveles: 17 % y 50 %.
- Simulación de cortocircuitos trifásicos y monofásicos resistivos con resistencia 0, 10, 20 y 30 Ohmios.

5.5.1. Alimentador Principal: Falta en F7

En este apartado se muestran los resultados de la aplicación del algoritmo de optimización propuesto para el caso de una falta trifásica y monofásica de alta impedancia en el nudo 7 del alimentador principal, tal y como muestra la figura 5.6. Los relés encargados de la protección de la zona 2 en la que se produce el cortocircuito son: el relé 2 (IED2), que actúa como protección principal, y el relé 1 (IED1), que actúa como protección de respaldo. La unidad de GD localizada en el nudo 20 (GD20) se protegerá

mediante un fusible y la unidad de GD del nudo 22 (GD22) con relé de sobreintensidad. Inicialmente cada sección del alimentador principal también estará protegido con dispositivos de sobreintensidad. Es importante destacar que la GD20 se encuentra aguas arriba del punto de fallo mientras que la GD22 se encuentra aguas abajo.

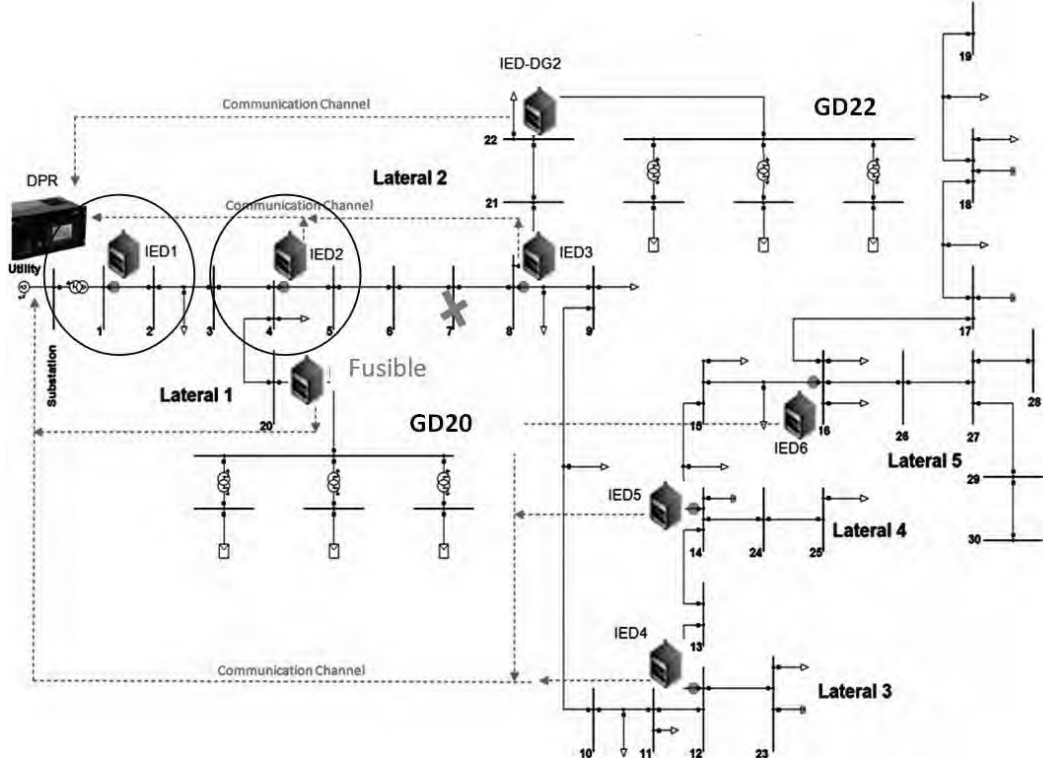


Figura 5.6: Falta en F7 del alimentador principal

Las tablas 5.7 y 5.8 muestran los resultados del TMS y los tiempos de operación de la coordinación clásica y la programación lineal para faltas trifásicas y monofásicas resistivas en el nudo 7 respectivamente. Los resultados del algoritmo de optimización propuesto, es decir los valores α , β , TMS y tiempo de operación para los relés 1 y 2 ante falta trifásica y monofásicas de alta impedancia en el nudo 7 se muestran en las tablas 5.9, 5.10 y 5.11, correspondientes a localización de la GD en el nudo 20, 22 y en ambos (20+22) respectivamente.

Cortocircuito en F7																							
TMS sin optimizar (lib) - libera																							
GD 20 (MW)						GD 22 (MW)						GD 20+22 (MW)											
17%						50%						17%						50%					
TMS		I _{sc} (kA)		TMS		I _{sc} (kA)		TMS		I _{sc} (kA)		TMS		I _{sc} (kA)		TMS		I _{sc} (kA)					
0.11		2.4		0.11		3.8		0.11		2.21		0.11		1.18		0.11		2.33		0.1		2.71	
0.032		0.2		0.032		0.2		0.032		1.48		0.032		1.45		0.032		1.28		0.032		0.2	
0.11		0.72		0.11		0.76		0.11		0.7		0.11		0.74		0.11		0.7		0.11		0.75	
0.032		0.32		0.032		0.31		0.032		0.32		0.032		0.33		0.032		0.31		0.032		0.32	
0.11		2.16		0.11		-		0.11		2.09		0.11		-		0.11		2.13		0.11		-	
0.032		0.59		0.032		0.68		0.032		0.76		0.032		0.85		0.032		0.73		0.032		0.77	
0.11		-		0.11		-		0.11		-		0.11		-		0.11		-		0.11		-	
0.032		1.16		0.032		1.13		0.032		1.16		0.032		-		0.032		-		0.032		-	
0.11		-		0.11		-		0.11		-		0.11		-		0.11		-		0.11		-	
0.032		-		0.032		-		0.032		-		0.032		-		0.032		-		0.032		-	

		Cortocircuito en F7											
		CD20 (MW)						CD12 (MW)					
		TWS optimizado PL						TWS optimizado PL					
		17%		50%		17%		50%		17%		50%	
		TMS	$t_{op} (s)$	TMS	$t_{op} (s)$	TMS	$t_{op} (s)$	TMS	$t_{op} (s)$	TMS	$t_{op} (s)$	TMS	$t_{op} (s)$
Trifásico	IED1	0.17	2.6	0.16	4.1	0.17	7.3	0.16	2.2	0.17	2.6	0.16	2.6
	IED2	0.034	0.76	0.034	0.26	0.035	0.27	0.034	0.78	0.035	0.76	0.034	0.27
	IED1	0.17	1.12	0.16	1.17	0.17	1.08	0.16	1.08	0.17	1.09	0.16	1.1
	IED2	0.034	0.76	0.034	0.26	0.035	0.27	0.034	0.78	0.035	0.76	0.034	0.27
Monofásico	R=0 ohm	IED1	0.13	3.34	0.13	-	2.28	0.12	-	0.12	2.31	0.12	-
		IED2	0.025	0.58	0.025	0.57	0.63	0.025	0.71	0.025	0.6	0.025	0.64
	R=20 ohm	IED1	0.12	-	0.12	-	-	-	-	0.11	-	0.11	-
		IED2	0.025	0.97	0.08	0.94	-	0.025	-	0.025	-	0.025	-
	R=20 ohm	IED1	0.11	-	0.11	-	-	-	-	0.11	-	0.11	-
		IED2	0.025	-	0.025	-	-	0.025	-	0.025	-	0.025	-
	R=20 ohm	IED1	0.11	-	0.11	-	-	-	-	0.11	-	0.11	-
		IED2	0.025	-	0.025	-	-	0.025	-	0.025	-	0.025	-

Tabla 5.8: Resultados de la coordinación mediante Programación Lineal

		Cortocircuito I7 (AG)									
		GD 20 (MW)									
		17%					50%				
		β	α	TMS	top (s)	β	α	TMS	top (s)	β	top (s)
Trifásico	IED1	0,25	0,02	0,025	0,29	0,24	0,02	0,027	0,39		
	IED2	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1		
Monofásico	R=0 ohm IED1	0,25	0,02	0,025	0,29	0,24	0,02	0,027	0,32		
	IED2	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1		
	R=10 ohm IED1	0,18	0,54	0,27	0,3	0,17	0,32	0,14	0,289		
	IED2	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1		
	R=20 ohm IED1	0,15	0,35	0,089	0,32	0,14	0,38	0,025	0,31		
	IED2	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1		
	R=30 ohm IED1	0,14	1,1	0,025	0,31	0,14	0,38	0,025	0,3		
	IED2	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1		

Tabla 5.9: Resultados de la validación del AG con presencia de GD en el nudo 20

Cortocircuito I7 (AG)													
GD 22 (MW)													
50%													
17%													
		β	α	TMS	top (s)	β	α	TMS	top (s)	β	α	TMS	top (s)
Trifásico	IED1	0,34	0,032	0,035	0,34	0K33	0,33	0,36	0,29				
	IED2	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1				
	R=0 ohm	IED1	0,34	0,032	0,035	0,34	0,33	0,36	0,29				
	IED2	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1				
Monofásico	R=10 ohm	IED1	0,21	0,38	0,2	0,28	0,45	2	0,55	0,3			
	IED2	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1				
	R=20 ohm	IED1	0,16	0,41	0,11	0,32	0,14	0,36	0,068	0,3			
	IED2	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1				
	R=30 ohm	IED1	0,14	0,35	0,025	0,33	0,14	0,97	0,025	0,36			
	IED2	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1				

Tabla 5.10: Resultados de la validación del AG con presencia de GD en el nudo 22

		Cortocircuito F7 (AG)									
		GD 20+22 (MW)									
		17%					50%				
		β	α	TMS	$t_{op}(s)$	β	α	TMS	$t_{op}(s)$	β	$t_{op}(s)$
Trifásico	IED1	0,034	0,31	0,35	0,3	0,32	0,32	0,34	0,287		
	IED2	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1		
Monofásico	R=0 ohm	0,34	0,31	0,35	0,3	0,32	0,32	0,34	0,287		
		0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1		
	R=10 ohm	0,2	0,35	0,2	0,299	0,17	0,30	0,15	0,29		
		0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1		
	R=20 ohm	0,15	0,34	0,091	0,29	0,14	0,22	0,029	0,31		
		0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1		
	R=30 ohm	0,14	0,54	0,025	0,32	0,14	0,51	0,025	0,34		
		0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1		

Tabla 5.11: Resultados de la validación del AG con presencia de GD en el nudo 20+22

Las tablas 5.12, 5.13 y 5.14 muestran una comparativa de los tiempos de operación de los relés 1 y 2 de la red de estudio ante cortocircuitos trifásicos y monofásicos resistivos, para las tres estrategias de coordinación planteadas: coordinación clásica, coordinación mediante programación lineal y coordinación avanzada mediante AG.

			Tiempo de operación (S)					
			GD 20 (MW)					
			17%			50%		
			Clásica	PL	AG	Clásica	PL	AG
Trifásica	IED1		2,4	2,6	0,29	3,8	4,1	0,39
	IED2		0,2	0,26	0,1	0,2	0,26	0,1
Monofásico	R=0 ohm	IED1	0,72	1,12	0,29	0,76	1,17	0,32
		IED2	0,32	0,26	0,1	0,31	0,26	0,1
	R=10 ohm	IED1	2,16	3,34	0,3	-	-	0,289
		IED2	0,69	0,58	0,1	0,68	0,57	0,1
	R=20 ohm	IED1	-	-	0,32	-	-	0,31
		IED2	1,16	0,97	0,1	1,13	0,94	0,1
	R=30 ohm	IED1	-	-	0,31	-	-	0,3
		IED2	-	-	0,1	-	-	0,1

Tabla 5.12: Comparativa de top para cortocircuito en F7 y GD en el nudo 20

Analizando la tabla 5.12 se puede observar que los métodos de coordinación clásica y mediante PL no son capaces de despejar cortocircuitos monofásicos resistivos con resistencia 30 ohmios para ninguno de los dos escenarios de integración de GD. La única alternativa para dichos escenarios es el empleo de la coordinación avanzada, capaz de despejar la falta mediante el relé principal en 0,1 segundos.

			Tiempo de operación (S)					
			GD22 (MW)					
			17%			50%		
			Clásica	PL	AG	Clásica	PL	AG
Trifásica	IED1		2,21	2,3	0,34	2,18	2,2	0,29
	IED2		1,48	0,27	0,1	1,46	0,28	0,1
Monofásico	R=0 ohm	IED1	0,7	1,09	0,34	0,74	1,08	0,29
		IED2	0,32	0,27	0,1	0,33	0,28	0,1
	R=10 ohm	IED1	2,09	2,28	0,28	-	-	0,3
		IED2	0,76	0,63	0,1	0,85	0,71	0,1
	R=20 ohm	IED1	-	-	0,32	-	-	0,3
		IED2	-	-	0,1	-	-	0,1
	R=30 ohm	IED1	-	-	0,33	-	-	0,36
		IED2	-	-	0,1	-	-	0,1

Tabla 5.13: Comparativa de top para cortocircuito en F7 y GD en el nudo 22

Para GD localizada en el nudo 22 (tabla 5.13) los métodos de coordinación clásica y mediante PL son incapaces de resolver cortocircuitos monofásicos resistivos para R=20

y $R = 30$ ohmios, siendo de nuevo la coordinación avanzada la única solución para dichos escenarios. Un comportamiento similar se puede observar para la caso de distribución del aporte de la GD al sistema de estudio mediante las unidades localizadas en los nudos 20 y 22 se puede observar en la tabla 5.14.

			Tiempo de operación (S)					
			GD 20+22 (MW)					
			17%			50%		
			Clásica	PI	AG	Clásica	PI	AG
Trifásica	IED1		2,33	2,6	0,3	2,71	2,6	0,287
	IED2		1,28	0,26	0,1	0,2	0,27	0,1
Monofásico	R=0 ohm	IED1	0,7	1,09	0,3	0,75	1,1	0,287
		IED2	0,31	0,26	0,1	0,32	0,27	0,1
	R=10 ohm	IED1	2,13	2,32	0,299	-	-	0,29
		IED2	0,73	0,6	0,1	0,77	0,64	0,1
	R=20 ohm	IED1	-	-	0,29	-	-	0,31
		IED2	-	-	0,1	-	-	0,1
	R=30 ohm	IED1	-	-	0,32	-	-	0,34
		IED2	-	-	0,1	-	-	0,1

Tabla 5.14: Comparativa de top para cortocircuito en F7 y GD en el nudo 20 y 22

5.5.2. Falta en línea Derivada 5

Para completar el estudio de validación del smartrelay diseñado en la presente capítulo se realizaron estudios de cortocircuitos monofásicos resistivos en los nudos 27, 28 y 29 de la línea derivada 5 por ser la más significativa dentro de la red de distribución. La figura 5.15 muestra la línea derivada 5 objeto de estudio.

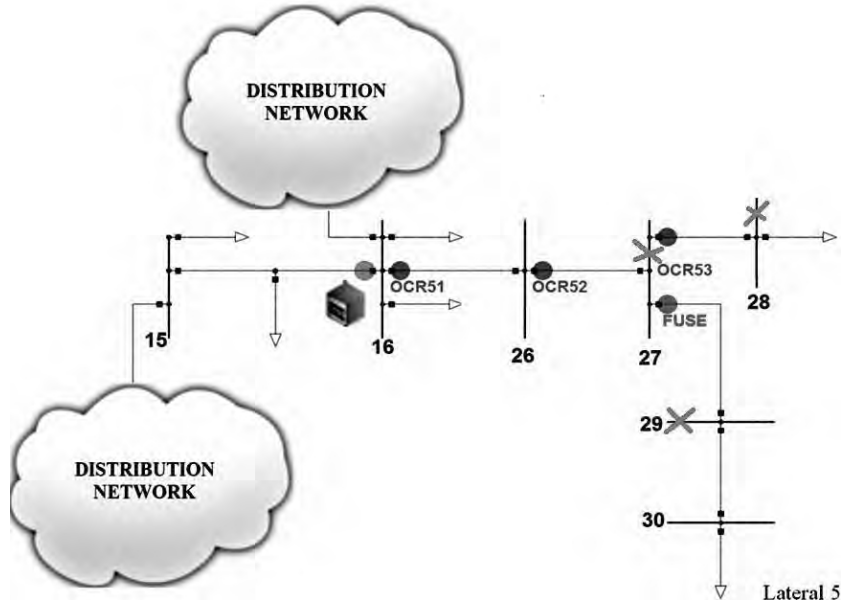


Figura 5.15: Esquema de la línea derivada 5

Las condiciones de integración de GD en las que se realizaron los cortocircuitos contemplaban generación en un único nudo aguas arriba de la línea derivada, se seleccionó la GD del nudo 20, y generación en múltiples localizaciones, para la que se emplearon los nudos 20 y 22.

Puesto que en la línea derivada 5 existen 3 relés de sobrecorriente y un fusible de protección de una zona de la línea, para el caso de la falta en el nudo 28 es necesario realizar una coordinación doble de los relés de sobrecorriente, en primer lugar coordinación del relé 1 y 2 y posteriormente coordinación del relé 2 y 3 junto con el fusible.

Con la aplicación de algoritmo de protección avanzada propuesto en esta Tesis se obtuvieron los puntos de operación óptima de los relés de protección. Las tablas 5.16, 5.17 y 5.18 muestran el punto de operación para los escenarios estudiados, representado mediante los parámetros α , β y TMS, así como el tiempo de operación al que dieron lugar, para los cortocircuitos en los nudos 26, 28 y 29 respectivamente.

		Cortocircuito Monofásico F27																	
		GD 20/22 (MW)									TMS (AG)								
		GD 20/22 (MW)									GD 20+22 (MW)								
		17%									17%								
		β	α	TMS	top (s)	β	α	TMS	top (s)	β	α	TMS	top (s)	β	α	TMS	top (s)	β	α
R=0 ohm	OCR5.1	0.54	0.02	0.025	0.31	0.5	0.02	0.026	0.28	0.49	0.02	0.026	0.29	0.49	0.02	0.026	0.29	0.49	0.02
	OCR5.2	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.026	<0.1	0.14	1.99	0.025	<0.1	0.14	1.99	0.025	<0.1	0.14	1.99
R=10 ohm	OCR5.1	0.51	0.02	0.025	0.38	0.4	0.02	0.025	0.29	0.4	0.02	0.025	0.29	0.4	0.02	0.025	0.29	0.4	0.02
	OCR5.2	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2
R=20 ohm	OCR5.1	0.33	0.02	0.025	0.29	0.33	0.02	0.025	0.29	0.33	0.02	0.025	0.29	0.33	0.02	0.025	0.29	0.33	0.02
	OCR5.2	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2
R=30 ohm	OCR5.1	0.29	0.02	0.025	0.3	0.29	0.02	0.025	0.3	0.29	0.02	0.025	0.3	0.29	0.02	0.025	0.3	0.29	0.02
	OCR5.2	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2

Tabla 5.16: Validación de algoritmo propuesto. Valores de operación α , β , TMS, y tiempo de operación con Falta en F27.

		Cortocircuito Monofásico F28																	
		GD 20/22 (MW)									GD 20+22 (MW)								
		TMS (AG)									TMS (AG)								
		17%			50%			17%			50%			17%			50%		
		β	α	TMS	top(s)	β	α	TMS	top(s)	β	α	TMS	top(s)	β	α	TMS	top(s)	β	α
R=0 ohm	OCR5.1	0.14	0.02	0.229	0.76	0.14	0.025	0.229	0.6	0.14	0.025	0.229	0.6	0.14	0.025	0.229	0.6	0.14	0.025
	OCR5.2	0.5	0.02	0.025	0.29	0.5	0.02	0.025	0.29	0.5	0.02	0.025	0.29	0.5	0.02	0.025	0.29	0.5	0.02
R=10ohm	OCR5.1	0.14	0.032	0.228	0.6	0.14	0.032	0.228	0.59	0.14	0.032	0.228	0.6	0.14	0.032	0.228	0.59	0.14	0.032
	OCR5.2	0.38	0.02	0.025	0.29	0.39	0.02	0.025	0.3	0.39	0.02	0.025	0.29	0.39	0.02	0.025	0.29	0.39	0.02
R=20ohm	OCR5.1	0.14	0.039	0.227	0.59	0.14	0.038	0.228	0.6	0.14	0.038	0.228	0.6	0.14	0.038	0.228	0.6	0.14	0.038
	OCR5.2	0.31	0.02	0.025	0.29	0.32	0.02	0.025	0.29	0.32	0.02	0.025	0.3	0.32	0.02	0.025	0.29	0.32	0.02
R=30ohm	OCR5.1	0.14	0.045	0.226	0.62	0.14	0.041	0.227	0.65	0.14	0.041	0.227	0.61	0.14	0.044	0.227	0.61	0.14	0.044
	OCR5.2	0.26	0.02	0.025	0.29	0.27	0.02	0.025	0.3	0.27	0.02	0.025	0.27	0.27	0.02	0.025	0.27	0.27	0.02

		Cortocircuito Monofásico F28 (Cont.)																	
		GD 20/22 (MW)									GD 20+22 (MW)								
		TMS (AG)									TMS (AG)								
		17%			50%			17%			50%			17%			50%		
		β	α	TMS	top(s)	β	α	TMS	top(s)	β	α	TMS	top(s)	β	α	TMS	top(s)	β	α
R=0 ohm	OCR5.2	0.5	0.02	0.025	0.29	0.5	0.02	0.025	0.29	0.5	0.02	0.025	0.29	0.5	0.02	0.025	0.29	0.5	0.02
	OCR5.3	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2
R=10ohm	OCR5.2	0.38	0.02	0.025	0.29	0.39	0.02	0.025	0.3	0.39	0.02	0.025	0.29	0.39	0.02	0.025	0.29	0.39	0.02
	OCR5.3	0.14	1.99	0.025	<0.1	0.14	1.99	0.025	<0.1	0.14	1.99	0.025	<0.1	0.14	1.99	0.025	<0.1	0.14	1.99
R=20ohm	OCR5.2	0.31	0.02	0.025	0.29	0.32	0.02	0.025	0.29	0.32	0.02	0.025	0.29	0.32	0.02	0.025	0.29	0.32	0.02
	OCR5.3	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2
R=30ohm	OCR5.2	0.26	0.02	0.025	0.29	0.27	0.02	0.025	0.3	0.27	0.02	0.025	0.27	0.27	0.02	0.025	0.27	0.27	0.02
	OCR5.3	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2

Tabla 5.17: Validación de algoritmo propuesto. Valores de operación α , β , TMS, y tiempo de operación con Falta en F28.

		Cortocircuito Monofásico F29																	
		GD 20/22 (MW)									GD 20+22 (MW)								
		TMS (AG)																	
		17%			50%			top (s)			17%			TMS			top (s)		
		β	α	TMS	β	α	TMS	β	α	TMS	β	α	TMS	β	α	TMS	β	α	TMS
R=0 ohm	OCR5.1	0.14	0.025	0.229	0.14	0.025	0.229	0.6	0.14	0.025	0.14	0.025	0.229	0.606	0.14	0.025	0.229	0.598	0.598
	OCR5.2	0.5	0.02	0.025	0.5	0.02	0.025	0.29	0.5	0.02	0.29	0.02	0.025	0.29	0.51	0.02	0.025	0.29	0.29
	FUSE	-	-	-	-	-	-	0.01	-	-	-	-	-	0.01	-	-	-	-	0.01
R=10 ohm	OCR5.1	0.14	0.032	0.228	0.14	0.032	0.228	0.597	0.14	0.032	0.14	0.032	0.228	0.599	0.14	0.032	0.228	0.592	0.592
	OCR5.2	0.38	0.02	0.025	0.39	0.02	0.025	0.3	0.39	0.02	0.39	0.02	0.025	0.29	0.39	0.02	0.025	0.29	0.29
	FUSE	-	-	-	-	-	-	0.011	-	-	-	-	-	0.011	-	-	-	-	0.011
R=20 ohm	OCR5.1	0.14	0.039	0.227	0.14	0.038	0.228	0.606	0.14	0.038	0.14	0.038	0.228	0.608	0.14	0.038	0.228	0.601	0.601
	OCR5.2	0.31	0.02	0.025	0.32	0.02	0.025	0.29	0.32	0.02	0.32	0.02	0.025	0.3	0.32	0.02	0.025	0.29	0.29
	FUSE	-	-	-	-	-	-	0.023	-	-	-	-	-	0.022	-	-	-	-	0.022
R=30 ohm	OCR5.1	0.14	0.045	0.226	0.14	0.044	0.227	0.608	0.14	0.044	0.14	0.044	0.227	0.61	0.14	0.044	0.227	0.603	0.603
	OCR5.2	0.26	0.02	0.025	0.27	0.02	0.025	0.3	0.27	0.02	0.27	0.02	0.025	0.27	0.27	0.02	0.025	0.29	0.29
	FUSE	-	-	-	-	-	-	0.037	-	-	-	-	-	0.037	-	-	-	-	0.063

Tabla 5.18: Validación de algoritmo propuesto. Valores de operación α , β , TMS, y tiempo de operación con Falta en F29.

5.6. Análisis de Resultados

Tres esquemas de protección distintos han sido analizados y probados en la red IEEE 34-bus demostrándose el efecto que la GD provoca sobre los dispositivos de sobreintensidad (OCR) de la red de distribución.

La coordinación avanzada de protecciones desarrollada se ha validado mediante la comparación de los resultados del tiempo de operación obtenido para tres esquemas de protección distintos: coordinación clásica, coordinación mediante programación lineal y la coordinación avanzada resuelta mediante el AG, en una red normalizada (IEEE 34-buses).

El esquema de protección avanzado propuesto es capaz de determinar, mediante un AG, el punto de operación óptimo del smartrelay, para el cortocircuito a despejar, en función de los parámetros α , β y TMS, lo que permite obtener tiempos de actuación del relé en el entorno de los 100 ms. La búsqueda del punto de operación óptimo en base a los tres parámetros de ajuste cubre el espacio de trabajo de los relés entre las curvas de tiempo inverso y extremadamente inversa.

A partir de los resultados obtenidos en los estudios de cortocircuitos en la línea principal y en una línea derivada se concluye que la coordinación avanzada desarrollada en la presente tesis doctoral es capaz de despejar cualquier falta monofásica resistiva de alta impedancia que tenga lugar en el sistema con presencia de GD en niveles de integración del 17% y 50%, mejorando por tanto el comportamiento de los métodos de coordinación clásica y mediante programación lineal incapaces de espejar faltas con resistencias de 20 y 30 ohmios para cualquier nivel de integración de la GD.

Capítulo 6

Sistema Híbrido de Protección Adaptativa

6.1. Introducción

A partir de los estudios realizados en los capítulos previos se ha visto la necesidad de mejorar los esquemas de protección en los sistemas de distribución con presencia de GD debido a pérdidas de sensibilidad y selectividad en la operación de los esquemas clásicos y optimizados mediante programación lineal. En este capítulo se aúnan el algoritmo para localización de faltas en las líneas principales y derivadas (capítulo 4) junto con el esquema de coordinación avanzado y smartrelays (capítulo 5) para desarrollar un sistema híbrido capaz de detectar y despejar faltas en cualquier punto de un sistema de distribución con media-alta penetración de GD. Este algoritmo se denotará como AHAFLI (Advanced Hybrid Algorithm for Fault Location and Isolation) en adelante.

6.2. Algoritmo híbrido de protección avanzada propuesto

El esquema de funcionamiento del algoritmo híbrido de protección avanzada propuesto se muestra en la figura 6.1. El algoritmo AHAFLI se compone de dos partes:

- Ante una falta, la primera acción llevada a cabo por el AHAFLI es la localización de la misma dentro del sistema. Esta primera actuación del AHAFLI corresponde al localizador desarrollado en el capítulo 4. Para poder realizar una correcta localización, el sistema de distribución debe estar equipado con dispositivos electrónicos inteligentes (IED) capaces de albergar en sus microprocesadores las funciones de un relé digital de sobrecorriente o smartOCR. La localización de faltas, tanto en línea principal como en las derivadas está basado en el empleo de las comunicaciones mediante los IEDs presentes en el sistema.
- Una vez la falta ha sido localizada, entra en funcionamiento la segunda parte del AHAFLI para despejar la falta en el menor plazo de tiempo. En esta segunda parte el AHAFLI llamará al esquema de coordinación avanzada capaz de, a partir de la situación en la que se encuentra el sistema, determinar los parámetros característicos (α , β y TMS) de los SmartOCR pertenecientes a la zona en falta, y determinar el tiempo mínimo de despeje.

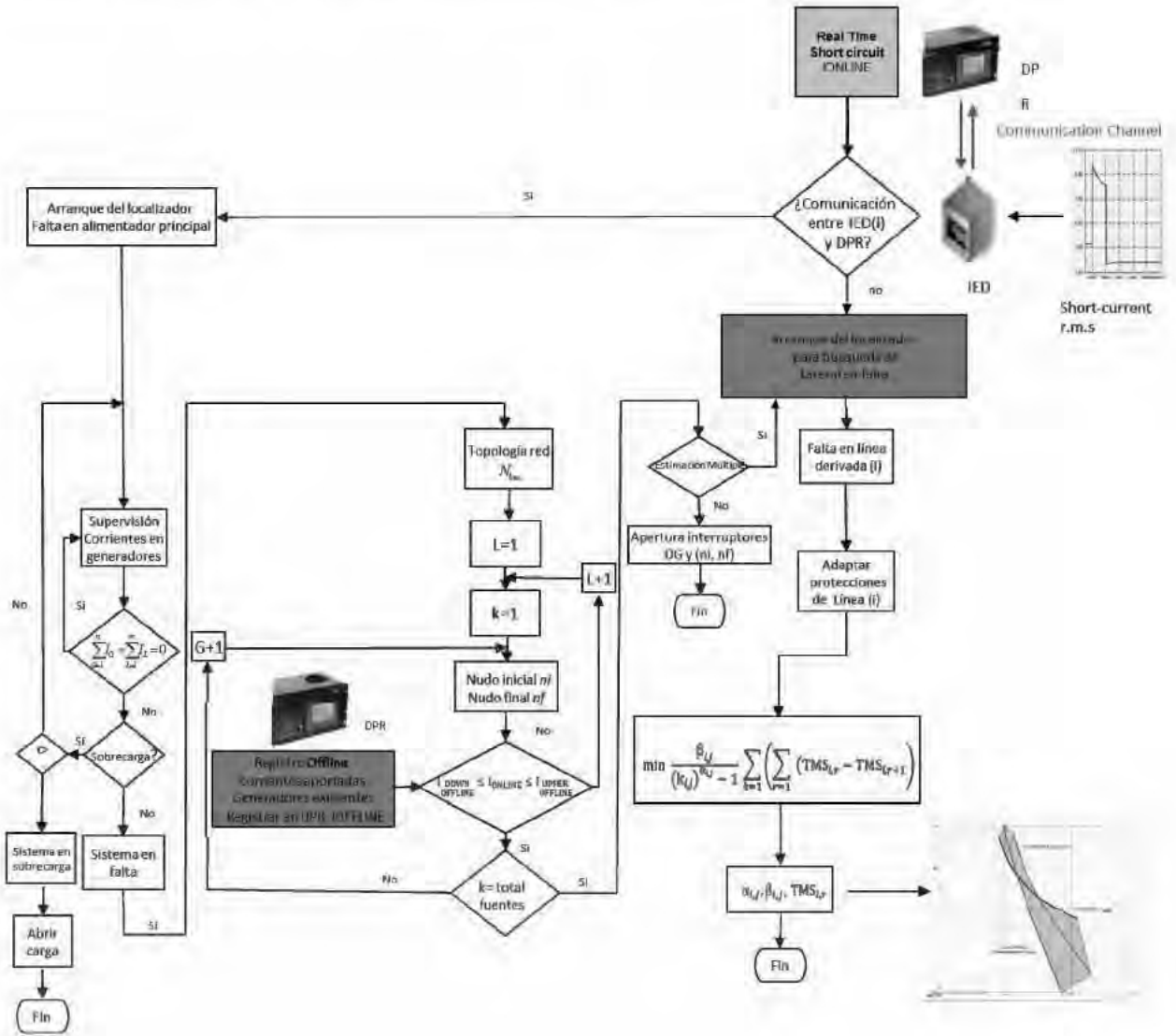


Figura 6.1: Flujograma AHAFLI propuesto.

6.2.1. AHAFLI-Localización

Ante una falta en el alimentador principal, los IEDs presentes en el sistema de distribución envían al DPR los valores de corriente que están detectando en ese instante y el algoritmo AHAFLI comienza la localización bus a bus. Para realizar la localización de la falta el DPR se encarga de comparar la corriente aportada al cortocircuito por la SE y GD con las registradas en el análisis offline que previamente han sido cargadas en el mismo. Una vez detectada de esta forma la sección en falta ésta será aislada de la red mediante la actuación correspondiente determinada por el esquema de protección avanzada.

Cuando la falta ocurre en un lateral, el dispositivo IED instalado en el nudo del que

parte la misma (IED2 en figura 6.2), deja de comunicarse con el DPR enviando una señal OFF, que indica que la falta ha ocurrido en la línea derivada que está bajo su supervisión. Es en este punto donde el AHAFI envía una señal al sistema de coordinación avanzada de protecciones que se encargará de calcular los valores óptimos de las constantes α , β y TMS que determinan un punto de operación óptimo como los mostrados en la figura 6.3.

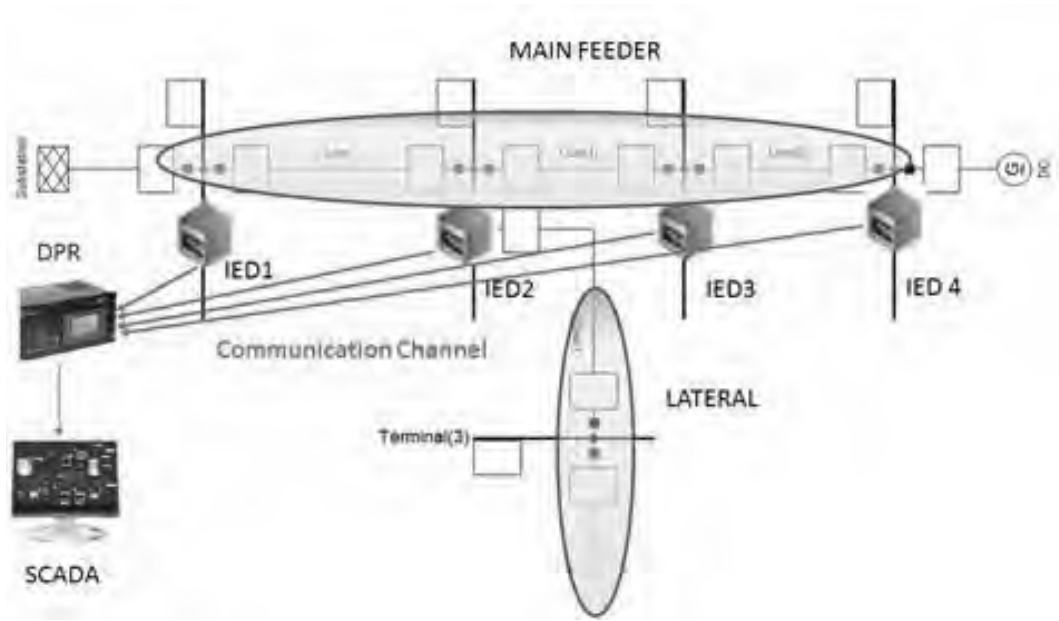


Figura 6.2: Estructura de comunicación entre IED y DPR.

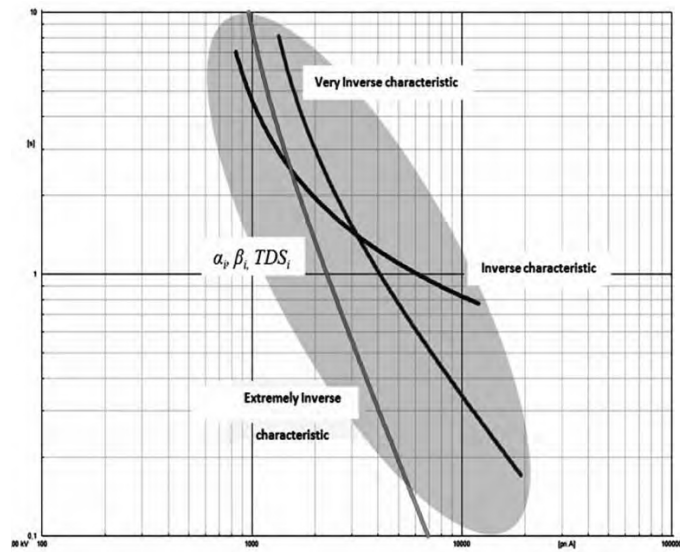


Figura 6.3: Comparación curvas características vs puntos operación.

6.2.2. Funcionamiento del algoritmo de protección avanzada AHAFLI

A partir de los esquemas desarrollados para el localizador y el esquema de coordinación avanzada se deduce que el algoritmo AHAFLI se compone de dos fases: una primera que se realiza off-line y una segunda que se realiza on-line, con dos variantes, una para faltas en el alimentador principal (AP) y otra para faltas en líneas derivadas (LD). A continuación se van a describir cada una de estas fases.

1. Primera fase: Registro de datos Off-line.

En esta fase se realiza un análisis de flujo de cargas y estudios de cortocircuitos. Los valores eficaces de las corrientes inyectadas por las unidades de GD y SE a cada nudo de la red y para cada tipo de falta simulada son registrados y cargados en el DPR y serán actualizados después de un cambio significativo de GD, de la demanda o de la topología de la red.

En condiciones normales de operación, la suma vectorial de las intensidades supervisadas por el DPR de las fuentes generadoras (SE, GD) y las demandas (despreciando las pérdidas técnicas) es nula, por lo tanto, la diferencia entre la intensidad medida y estimada vendrá definida por 6.1.

$$I_{diff} = I_{generator} - I_{load} \quad (6.1)$$

En ausencia de falta el vector I_{diff} es nulo, pudiendo ser utilizado como umbral para conocer si existe una falta o sobrecarga en el sistema.

2. Segunda fase, variante AP: Método de localización On-line para faltas en el alimentador principal

Si se produce una falta en el sistema, se detectará una desviación en el valor I_{diff} por lo que el AHAFLI deberá localizar el punto en el que ha ocurrido la falta. Para la detección el AHAFLI utilizará la información enviada por los IEDs al DPR: si la señal se mantiene (ON), indicaría que la falta ha tenido lugar en el alimentador principal e iniciaría su localización. Para la localización de la sección en falta el AHAFLI accederá a la matriz N_{bus} de dimensión $m \times n$ que ofrecerá información la topología de la red de distribución, indicando las conexiones existentes entre nudos y líneas.

$$\begin{pmatrix} N_{11} & N_{12} & \dots & N_{1n} \\ N_{21} & N_{22} & \dots & N_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ N_{k1} & N_{k2} & \dots & N_{kn} \end{pmatrix} \quad (6.2)$$

Si denominamos;

- n , número de nudos de la red.
- L el número de líneas de la red.
- k el número de fuentes generadoras.

El algoritmo AHAFLI comenzará la localización en $L = 1$ con la fuente generadora $k = 1$. En el DPR se comparan las corrientes de cortocircuito que todas las fuentes aportan al punto de falta con las registradas off-line, de manera que si:

- a) El valor de la intensidad de cortocircuito detectada y enviada en tiempo real por los IED al DPR se encuentra entre los valores de intensidad correspondientes a los nudos extremos de la sección en falta registrados en el estudio offline como refleja la ecuación.

$$[I_{offline}]_{ni}^{Fault} \leq [I_{online}]_x^{IED} \leq [I_{offline}]_{nf}^{Fault} \quad (6.3)$$

Donde n_i y n_f son el nudo inicial y final de la sección en falta.

Quiere decir que la sección en falta “x’ ’ es el punto de ubicación de la falta

- b) Todas las fuentes de generación conectadas al alimentador principal y líneas derivadas pertenecientes a la subestación donde se encuentra instalado el DPR han sido consideradas para la localización efectiva de la sección en falta, entonces el AHAFLI localizará el punto de falta y procederá a aislarlo mediante el envío remoto de orden de apertura a los interruptores extremos de la sección y unidades de GD conectados a esa posición de la SE.

$$\forall k \in [SE] \quad k = G \quad (6.4)$$

Donde G representa el conjunto de todas las fuentes generadoras pertenecientes a la subestación SE.

Si las condiciones expresadas en las ecuaciones 6.3 y 6.4 se cumplen simultáneamente, la sección “x’ ’ es el lugar de falta.

A partir de este instante se envían las condiciones de operación al esquema de protección avanzada que se encargará de determinar los parámetros óptimos de operación de los smartOCRs encargados de proteger la zona del sistema que se encuentra en falta.

3. Segunda Fase, variante LD: Método de localización On-line. Línea derivada

Cuando la falta ocurre en la línea derivada el IED instalado en el nudo desde el que comienza dicha línea, deja de comunicarse con el DPR y se envía la señal OFF que indica que la falta ha ocurrido en la línea derivada que está bajo su supervisión.

En este punto el AHAFLI calcula los valores óptimos de las constantes de diseño α , β y TMS que determinan un punto de operación óptimo de la protección aislando de esta forma la línea derivada en la que ha tenido lugar el defecto.

6.3. Validación del Algoritmo

A partir de los resultados mostrados en los capítulos 3 y 5 se observa que los esquemas de coordinación clásica en redes con presencia de GD fallan y no son válidos. Igualmente, se ha comprobado que el esquema basado en programación lineal tampoco resuelve correctamente el problema de coordinación de los OCR de respaldo. El algoritmo AHAFLI propuesto en esta tesis trata de dar respuesta a los problemas sin resolver por la coordinación clásica y la programación lineal.

La validación del AHAFLI se va a realizar en las siguientes localizaciones estratégicas del sistema de estudio mostrado en el apartado 3.3:

1. faltas en la línea principal localizada en el nudo 7, comprendido entre las dos unidades de GD presentes en el sistema,
2. faltas en la línea derivada 5 en el nudo 27.

Los estudios de faltas propuestos tendrán en cuenta las siguientes variables:

- Localización de la GD en el nudo 20, 22 o en ambos (20+22).
- Grado de penetración de la GD: 17 % y 50 %.
- Cortocircuitos trifásicos (AP) y monofásicos resistivos con valores de resistencia de falta 0, 10, 20 y 30 Ohmios (AP y LD).

6.3.1. Alimentador principal: Falta en F7

6.3.1.1. Resultados para GD en el nudo 20

1. *Localizador para falta en F7 con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 (50 % penetración energía renovable)*

La respuesta del AHAFI ante falta en el nudo 7 del alimentador principal con GD en el nudo 20 y un nivel de penetración del 50 % de energía fotovoltaica se muestran a continuación. En primer lugar se muestran las condiciones del fallo a simular: como se puede apreciar en la figura 6.4 la simulación comienza en el instante $t=0$ sin que exista presencia de GD. En el instante $t=0.3$ s se conectan en el nudo 20 los paneles fotovoltaicos de 6 MW lo que corresponde a un 50 % de penetración de GD en la red. En esta situación se produce un aumento de la corriente vista por el IED2 situado aguas abajo de los paneles fotovoltaicos (figura 6.4 b) y una disminución de la corriente vista por el IED1 situada aguas arriba de los paneles solares (figura 6.4 a) lo que produce pérdida de sensibilidad en ambos dispositivos. En el instante $t=0.5$ s se produce un cortocircuito trifásico en F7 que se mantiene durante 100 ms.

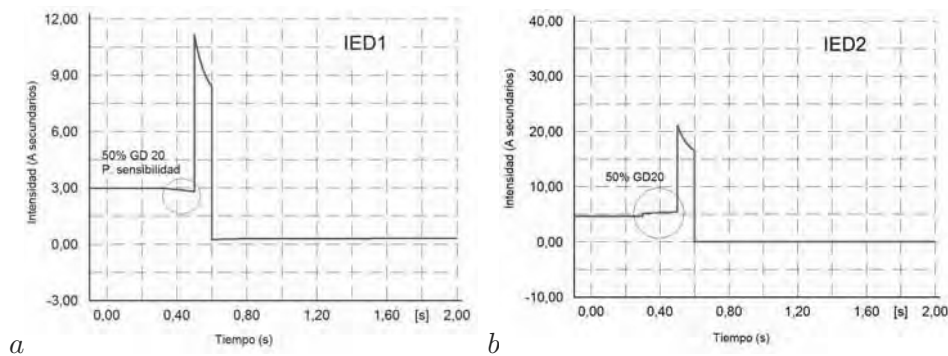


Figura 6.4: Corriente vista por los IEDs con falta en F7 y los paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 (50 % penetración energía renovable).

En la figura 6.5 se puede apreciar el efecto que tiene sobre la tensión en la cabecera de la línea derivada 4 (nudo 4) la conexión de los paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 (50 % penetración energía renovable).

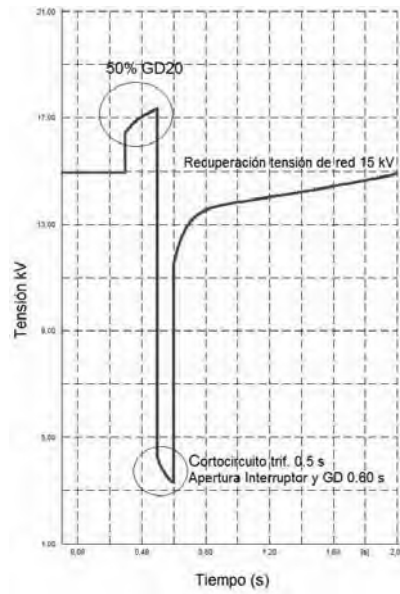


Figura 6.5: Tensión en el nudo 4 con falta en F7 y los paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 (50 % penetración energía renovable).

La figura 6.6 representa los tiempos de operación obtenidos tras la aplicación de los tres esquemas de coordinación propuestos en esta tesis. En ella se puede observar que la aplicación del esquema de protección avanzada basado en AG mejora notablemente el tiempo de respuesta de los dispositivos de protección, reduciéndolo en al menos 100 ms.

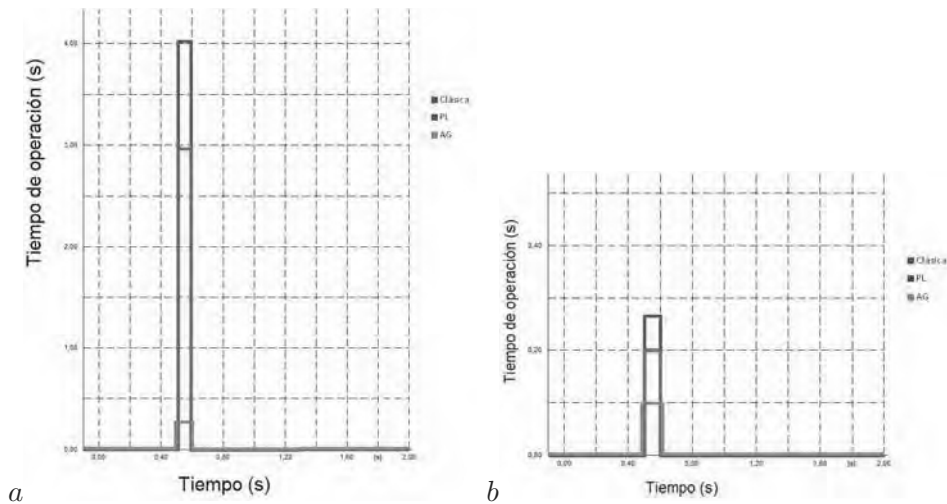


Figura 6.6: Tiempo de operación de los IED1 (a) e IED2 (b) con falta en F7 y los paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 (50 % penetración energía renovable).

2. Coordinación avanzada para falta en F7 con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 (17 % penetración energía renovable)

Las figuras 6.7 y 6.8 muestran las curvas de coordinación de los relés del sistema de estudio para una falta trifásica y monofásica en la fase A en el nudo 7 con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y un 17 % de penetración energía renovable respectivamente. En dichas gráficas se puede observar la respuesta de los tres esquemas de protección propuestos en la presente tesis: en color rojo se muestran los resultados de la coordinación clásica, en azul los del esquema de programación lineal y finalmente en verde se destacan los puntos de operación de los relés implicados en el despeje de la falta en F7 para la coordinación avanzada. Como se puede observar, los puntos de operación del esquema de coordinación avanzada no están limitados a los puntos de las curvas características predeterminadas.

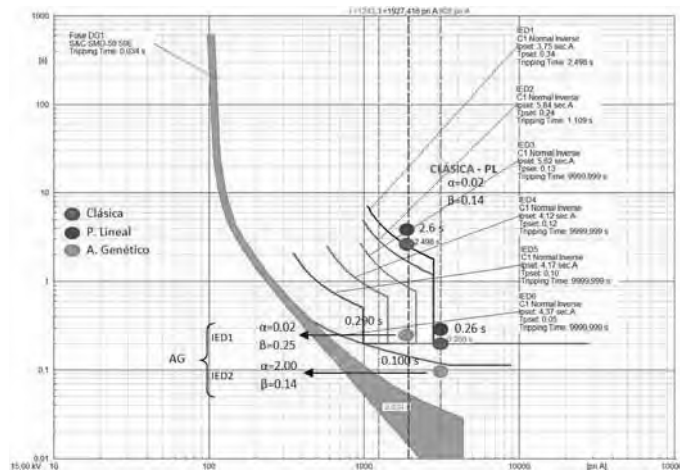


Figura 6.7: Falta trifásica en F7 con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y un 17 % de penetración energía renovable.

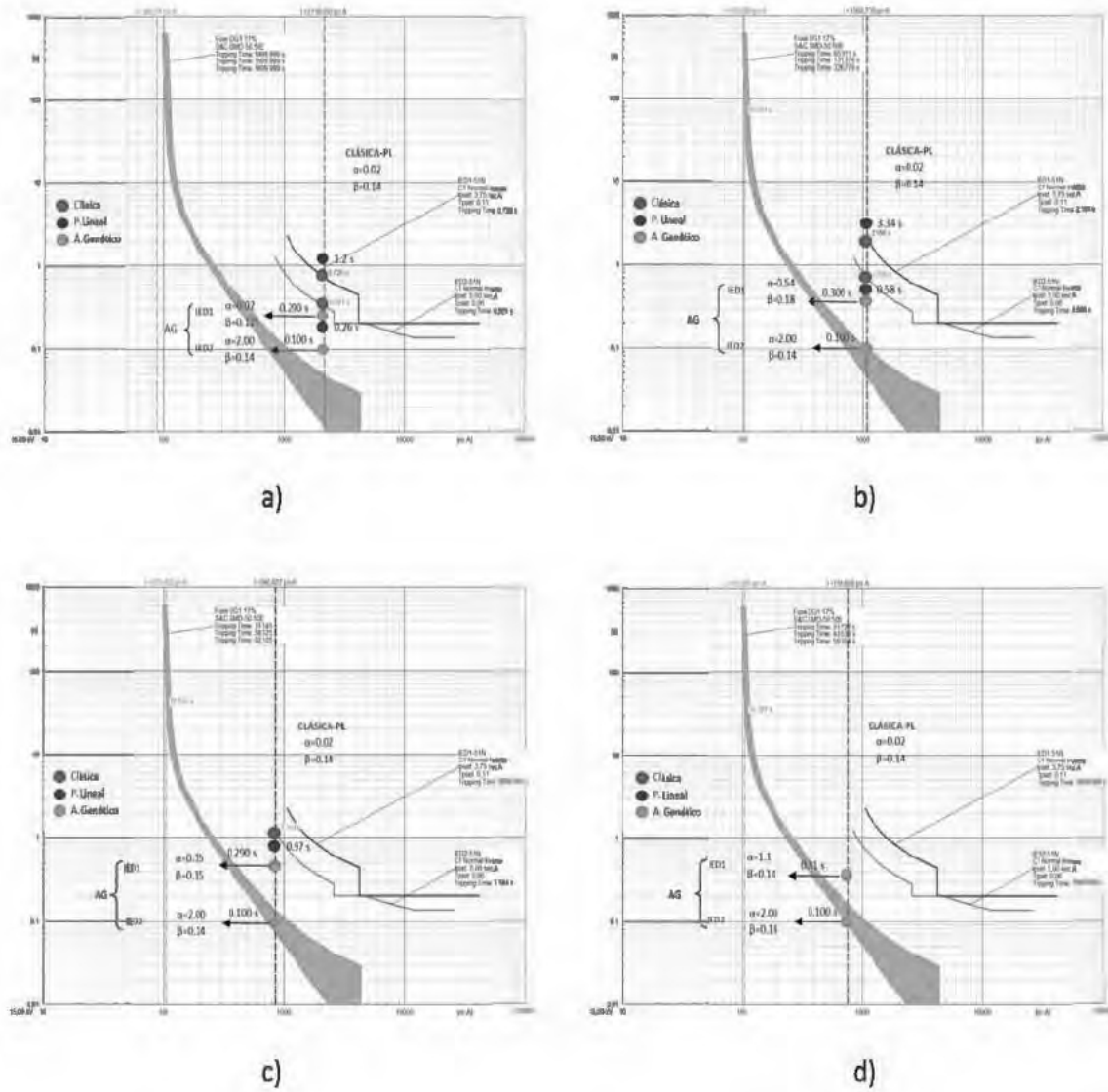


Figura 6.8: Faltas monofásicas en F7 con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y un 17 % de penetración energía renovable. a) R=0 ohmios, b) R=10 ohmios, c) R=20 ohmios, d) R=30 ohmios.

Las figuras 6.9 *a* y *b* muestran una comparativa entre los valores de TMS y tiempo de operación, respectivamente, obtenidos para los tres esquemas de coordinación planteados, para faltas trifásicas. Las figuras 6.10 *a* y *b* muestran las comparativas de los parámetros TMS y tiempo de operación para el caso de faltas monofásicas con diferentes valores de resistencias de falta.

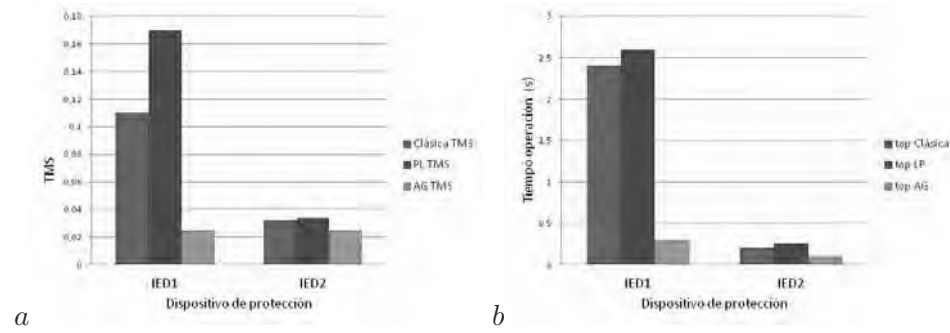


Figura 6.9: Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta trifásica y 17% de GD en nudo 20.

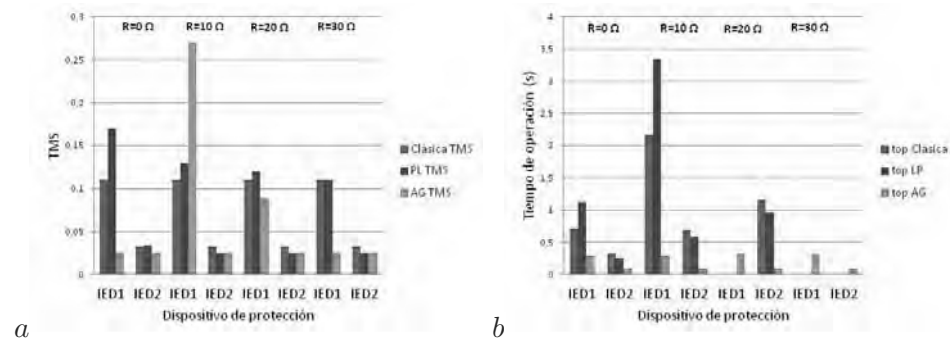


Figura 6.10: Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 17% de GD en nudo 20.

Las figuras 6.11 y 6.12 muestran las curvas de coordinación de los relés del sistema de estudio para una falta trifásica y monofásica en la fase A en el nudo 7 con GD en el nudo 20 con valores del 50% de penetración. La leyenda de colores elegida para representar los esquemas de protección es la misma que para el caso del 17% de integración de GD.

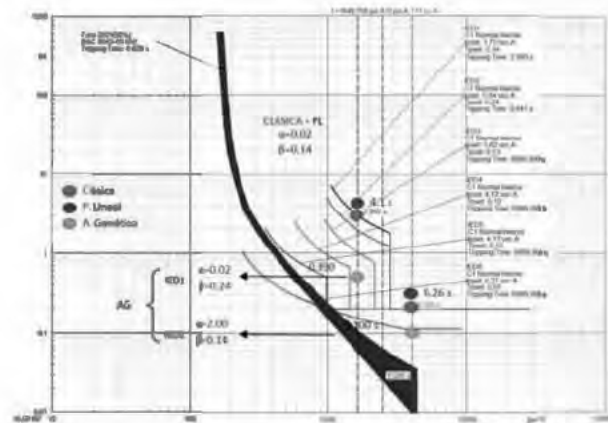


Figura 6.11: Falta trifásica en F7 con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y un 50 % de penetración energía renovable.

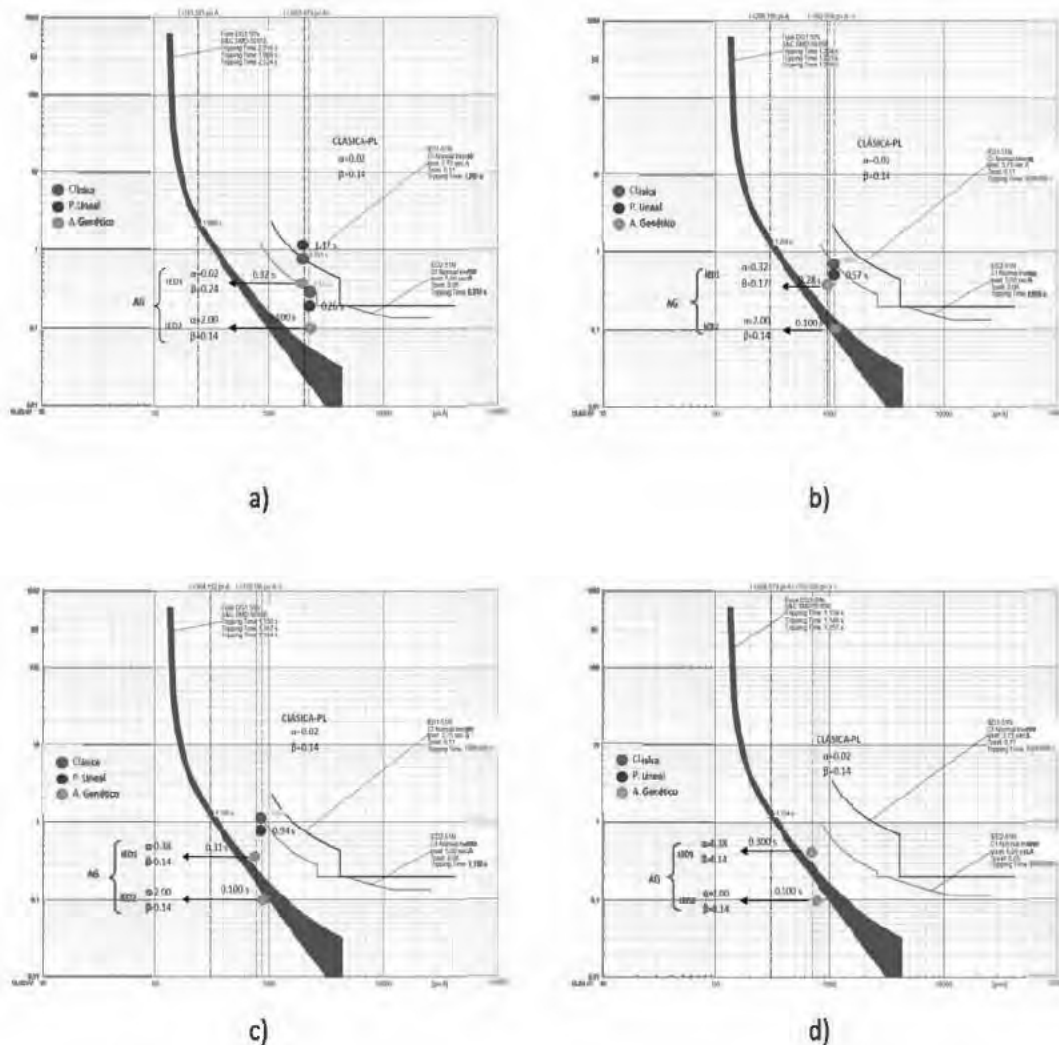


Figura 6.12: Faltas monofásicas en F7 con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y un 50 % de penetración energía renovable. a) $R=0$ ohmios, b) $R=10$ ohmios, c) $R=20$ ohmios, d) $R=30$ ohmios.

La figura 6.13 muestra una comparativa entre los valores de TMS y tiempo de operación, respectivamente, obtenidos para los tres esquemas de coordinación planteados para faltas trifásicas. La figura 6.14 muestran las comparativas de los parámetros TMS y tiempo de operación para el caso de faltas monofásicas.

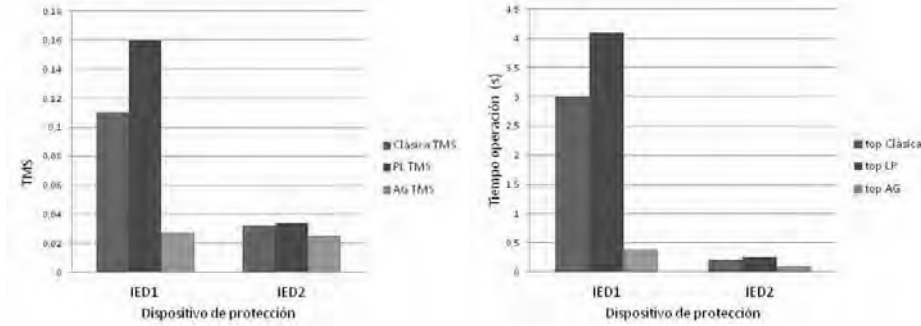


Figura 6.13: Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta trifásica y 50 % de GD en nudo 20.

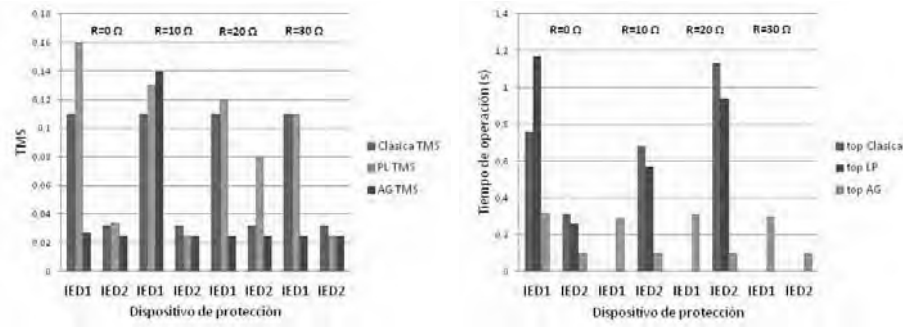


Figura 6.14: Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 50 % de GD en nudo 20.

6.3.1.2. Resultados para GD en el nudo 22

1. Localizador falta F7 GD nudo 22

Los resultados de la aplicación del localizador a la falta monofásica con $R = 20 \Omega$ ohmios, localizada en F7, con GD en el nudo 22 al 50 % se muestran a continuación. La figuras 6.15 a y b muestran el valor de la corriente de la fase A vista por los IED1 y IED2 para el cortocircuito monofásico simulado en $t = 0.5$ segundos. En este caso se puede ver cómo la conexión de la GD en el nudo 22 en el instante $t = 0.3$ segundos, al encontrarse aguas abajo del punto de falta y de los IEDs no supone variación en la corriente vista por dichos dispositivos.

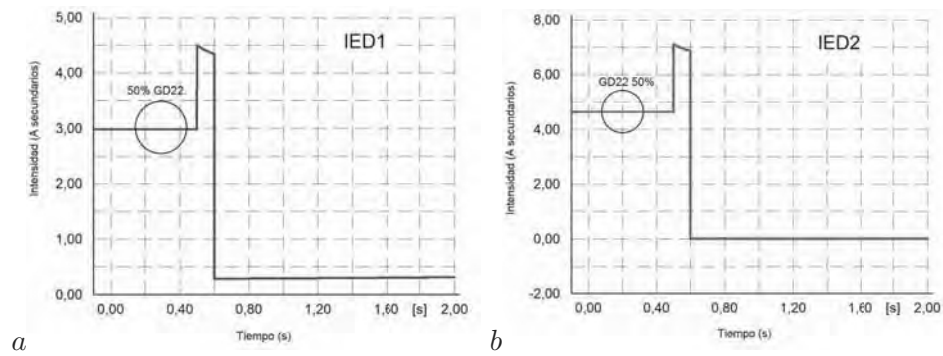


Figura 6.15: Corriente vista por los IEDs para corto monofásico en la fase A y GD en el nudo 22 al 50 %.

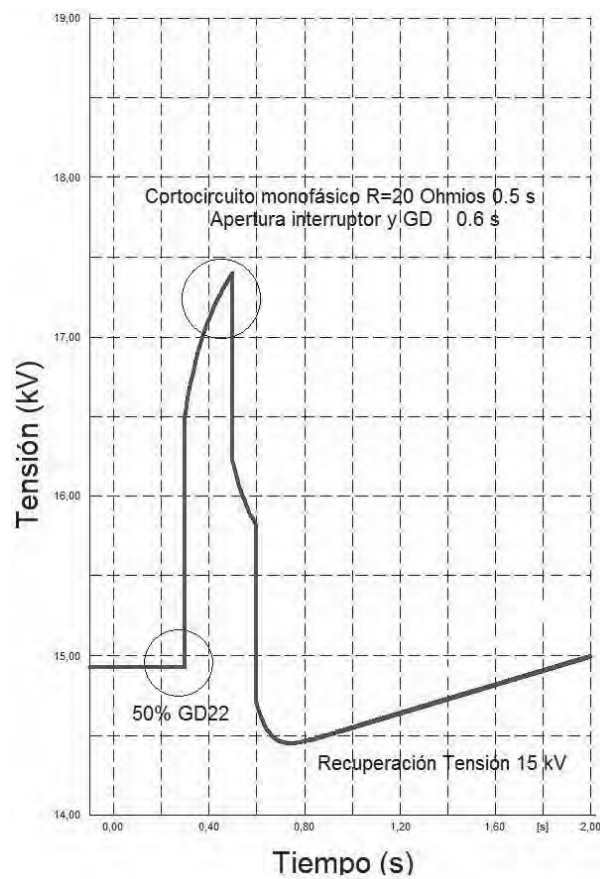


Figura 6.16: Tensión en el nudo 8 con falta en F7 y los paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 22 (50 % penetración energía renovable).

La figura 6.16 muestra la tensión en el nudo 8, punto de conexión de la GD del nudo 22 a la línea principal. En dicha figura se puede observar el impacto de la conexión de la GD en el instante $t=0.3$ segundos de la simulación, así como el cortocircuito en $t=0.5$ s y su posterior desconexión en $t=0.6$ s para el esquema de coordinación avanzada.

Por último, las figuras 6.17 *a* y *b* muestran los tiempos de actuación del localizador para los tres esquemas de protección presentados en la tesis. A partir de las gráficas anteriores se puede concluir que el único esquema capaz de proteger el sistema ante falta en el nudo 7, GD conectada en el nudo 22 inyectando un 6 MW (correspondientes al 50 % de la demanda del sistema) es el esquema de protección avanzada basada en AG.

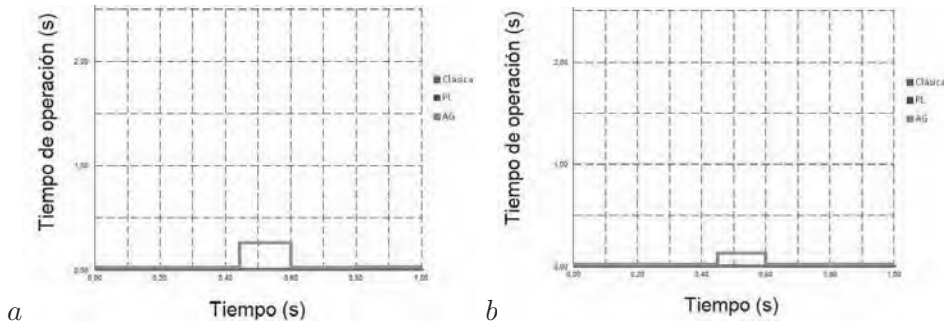


Figura 6.17: Tiempo de operación para los IED1 (a) e IED2 (b) con falta monofásica (fase A) en F7 y GD en el nudo 22 al 50 %.

2. Coordinación avanzada falta F7 GD nudo 22

A continuación se muestran los resultados del trifásico y monofásico (fase A) para los escenarios en los que la GD está localizada en el nudo 22 y 17 % de GD (figuras 6.18, 6.19) y 50 % de GD (figuras 6.20, 6.21) respectivamente.

Las figuras 6.22 a 6.25 muestran las comparativas del parámetro TMS y el tiempo de operación de los tres esquemas de protección para faltas trifásicas y monofásicas con GD en el nudo 20 y grado de penetración del 17 % y 50 % de energía renovable.

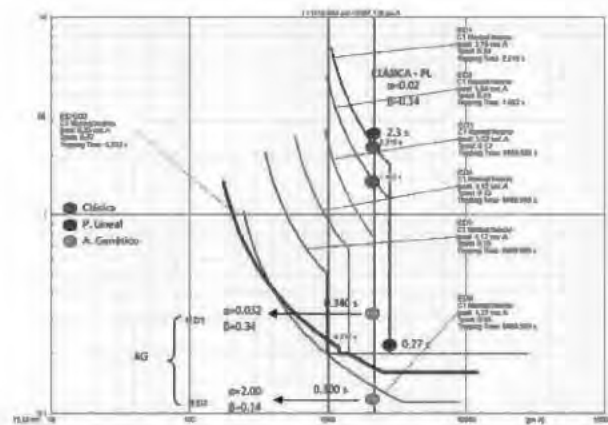


Figura 6.18: Falta trifásica con 17% de GD en nudo 22.

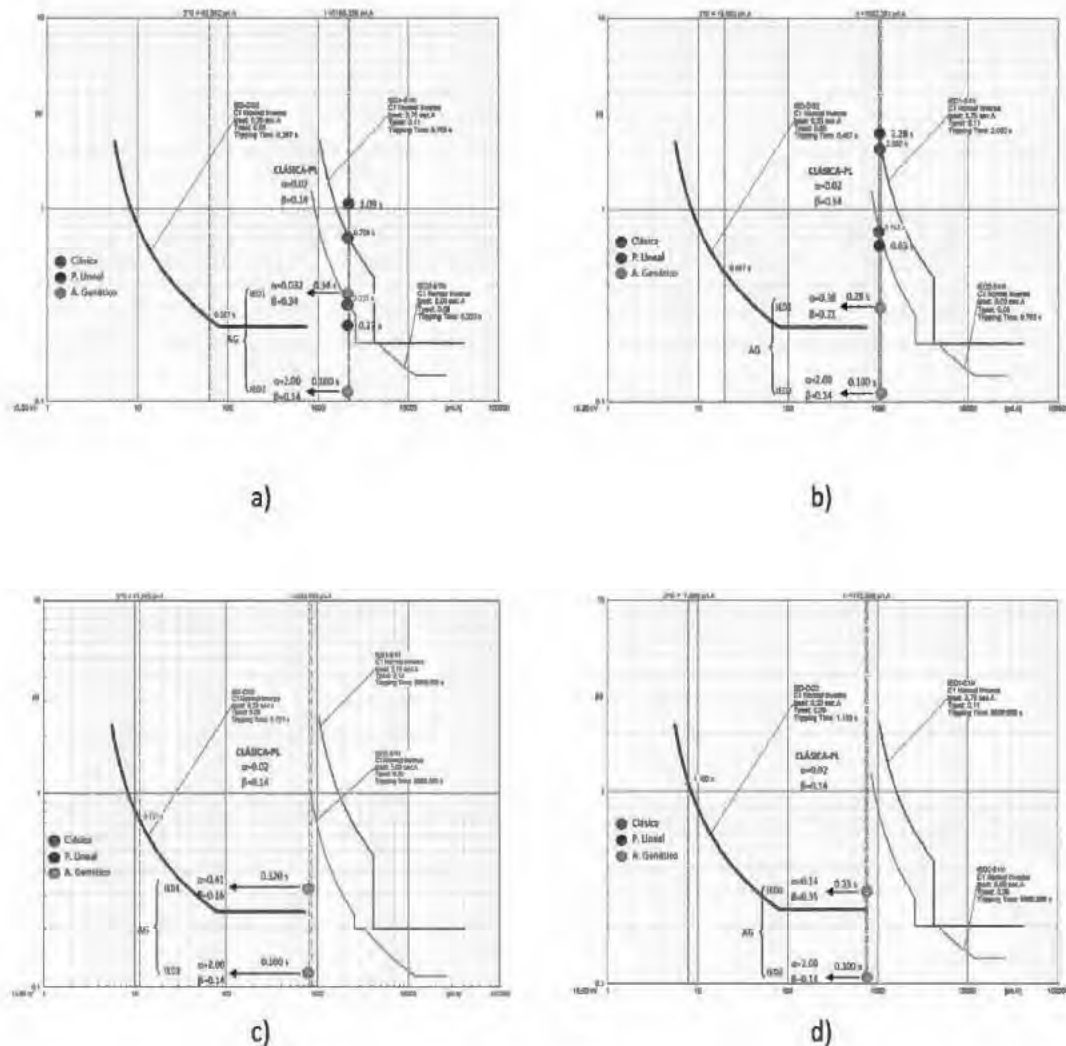


Figura 6.19: Faltas monofásicas en F7 con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 22 y un 17% de penetración energía renovable. a) $R=0$ ohmios, b) $R=10$ ohmios, c) $R=20$ ohmios, d) $R=30$ ohmios.

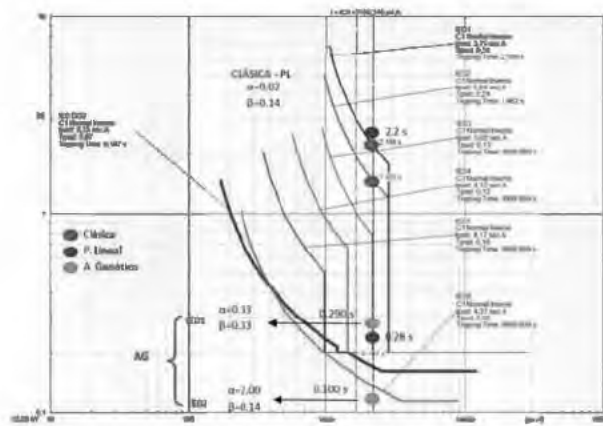


Figura 6.20: Falta trifásica con 50 % de GD en nudo 22

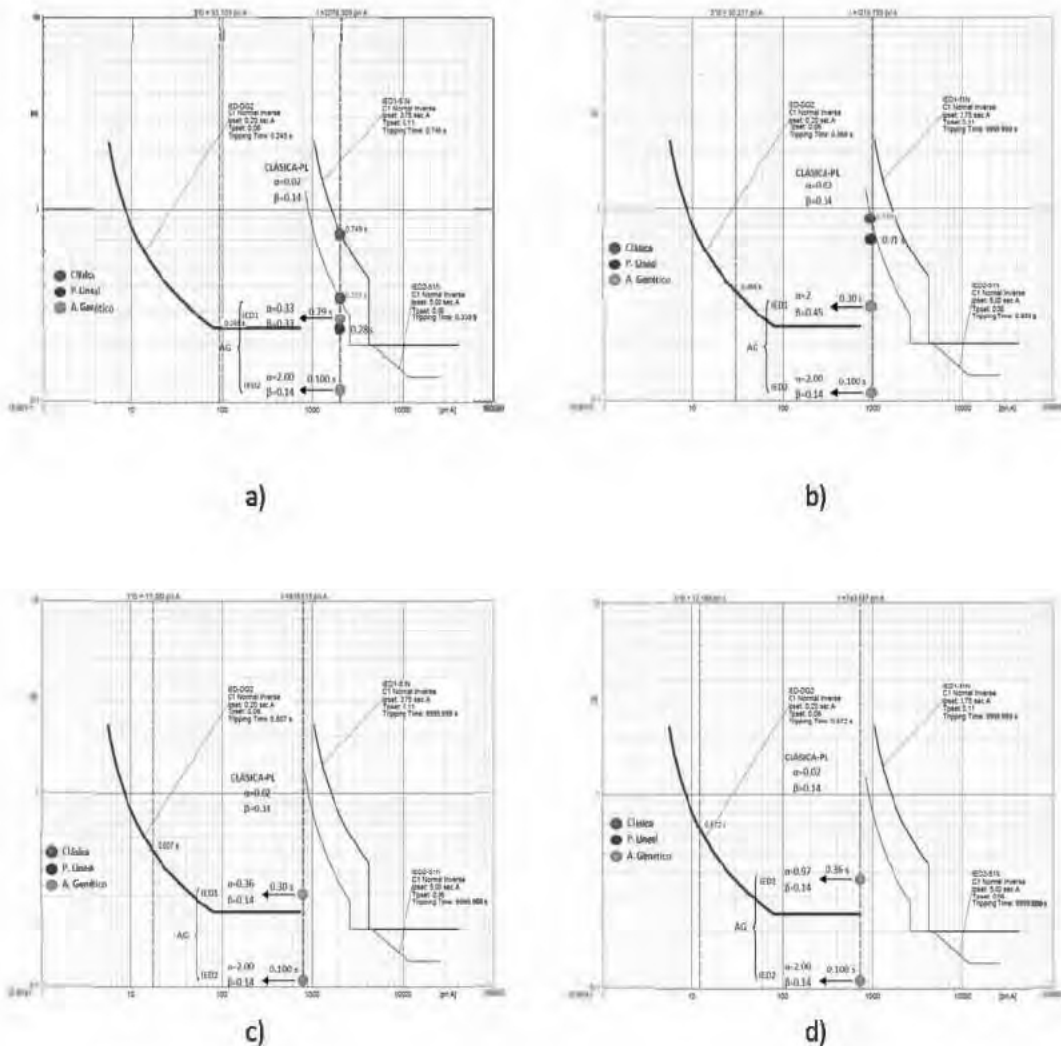


Figura 6.21: Faltas monofásicas en F7 con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 22 y un 50 % de penetración energía renovable. a) R=0 ohmios, b) R=10 ohmios, c) R=20 ohmios, d) R=30 ohmios.

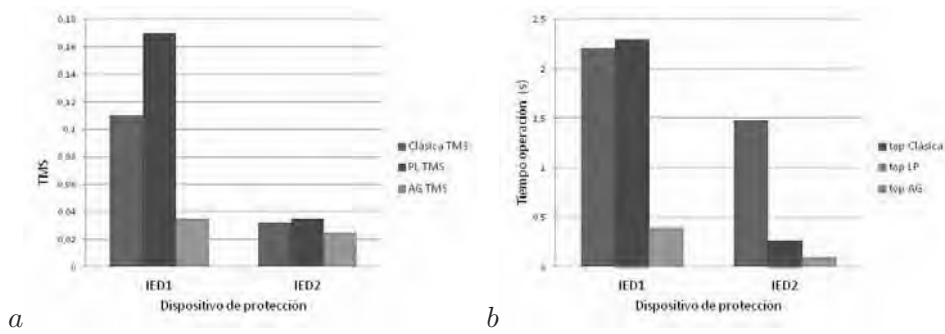


Figura 6.22: Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta trifásica y 17 % de GD en nudo 22.

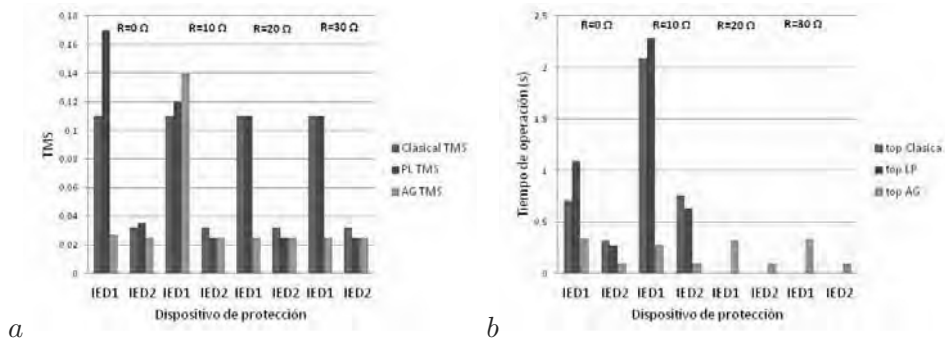


Figura 6.23: Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 17 % de GD en nudo 22.

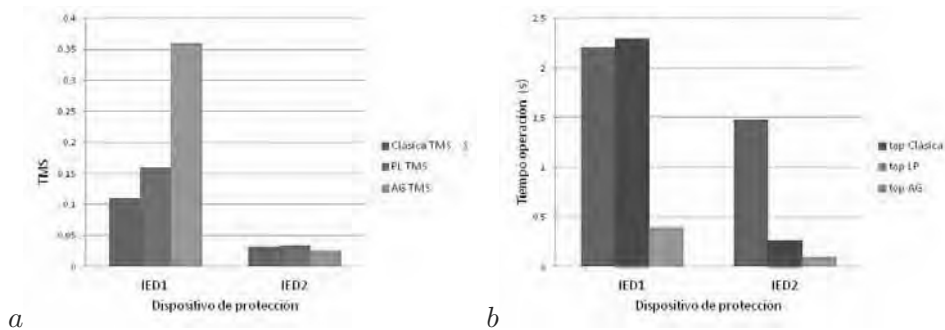


Figura 6.24: Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta trifásica y 50 % de GD en nudo 22.

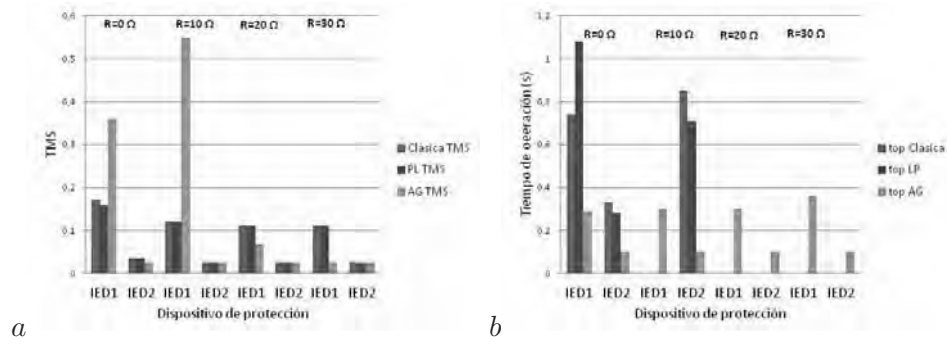


Figura 6.25: Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 50 % de GD en nudo 22.

6.3.1.3. Resultados para GD en el nudo 20 y 22

A continuación se muestran los resultados de la aplicación del AHAFI ante falta en F7 con presencia de GD en los nudos 20 y 22, para cortocircuito trifásico y monofásicos de alta resistencia, comparando los valores de TMS y tiempo de operación obtenidos (figuras 6.26 a 6.33).

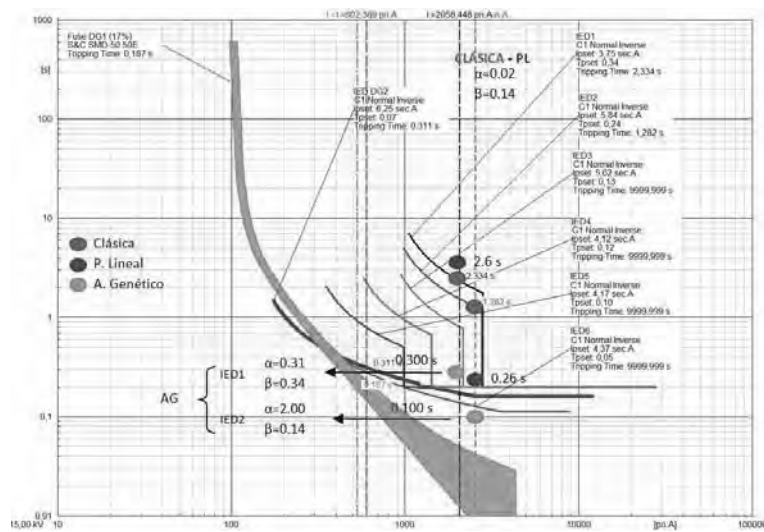


Figura 6.26: Falta trifásica con 17% de GD en nudo 20 y 22.

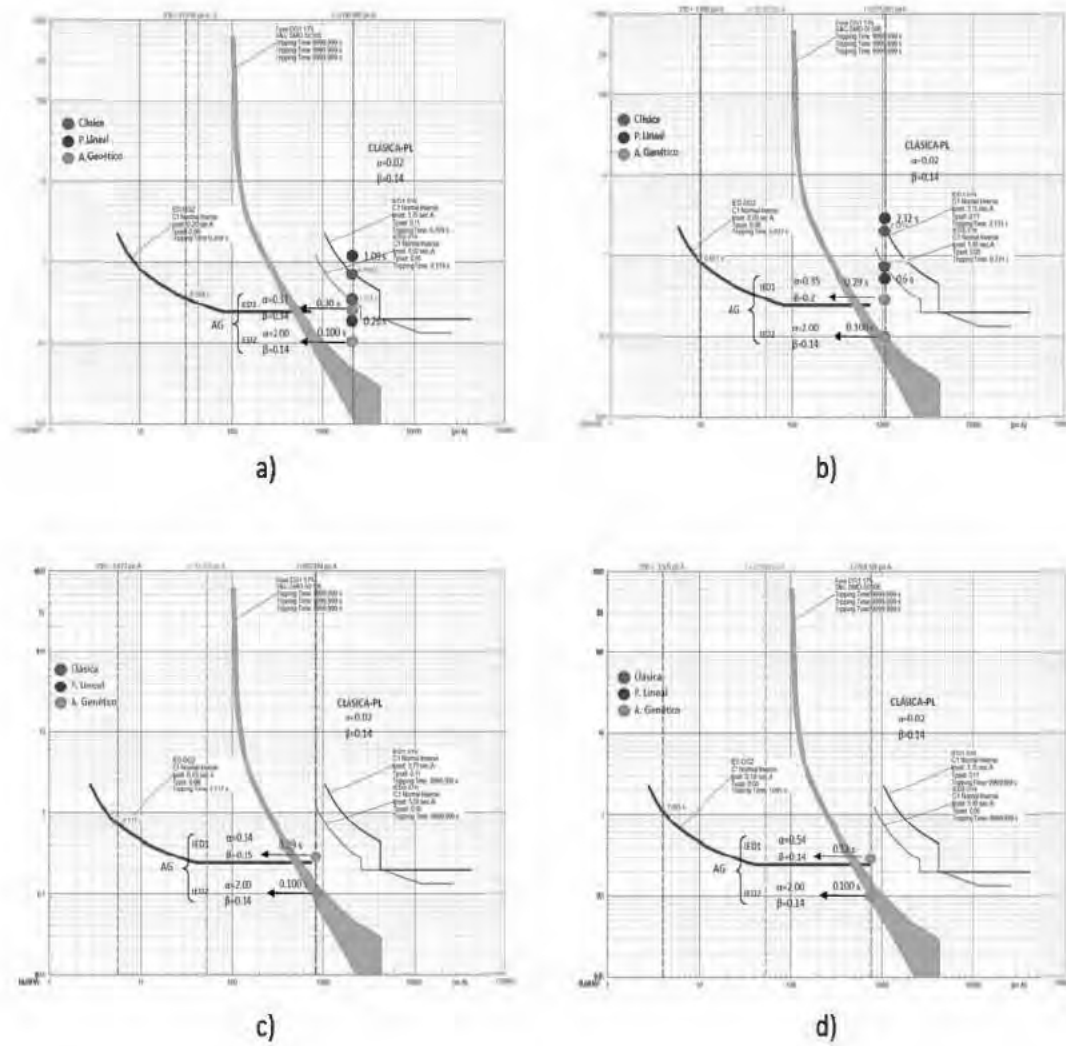


Figura 6.27: Faltas monofásicas en F7 con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y en el nudo 22 y un 17% de penetración energía renovable. a) $R=0$ ohmios, b) $R=10$ ohmios, c) $R=20$ ohmios, d) $R=30$ ohmios.

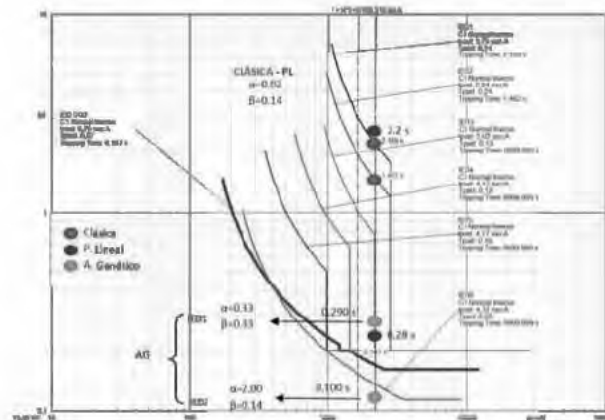


Figura 6.28: Falta trifásica con 50% de GD en nudo 20 y 22.

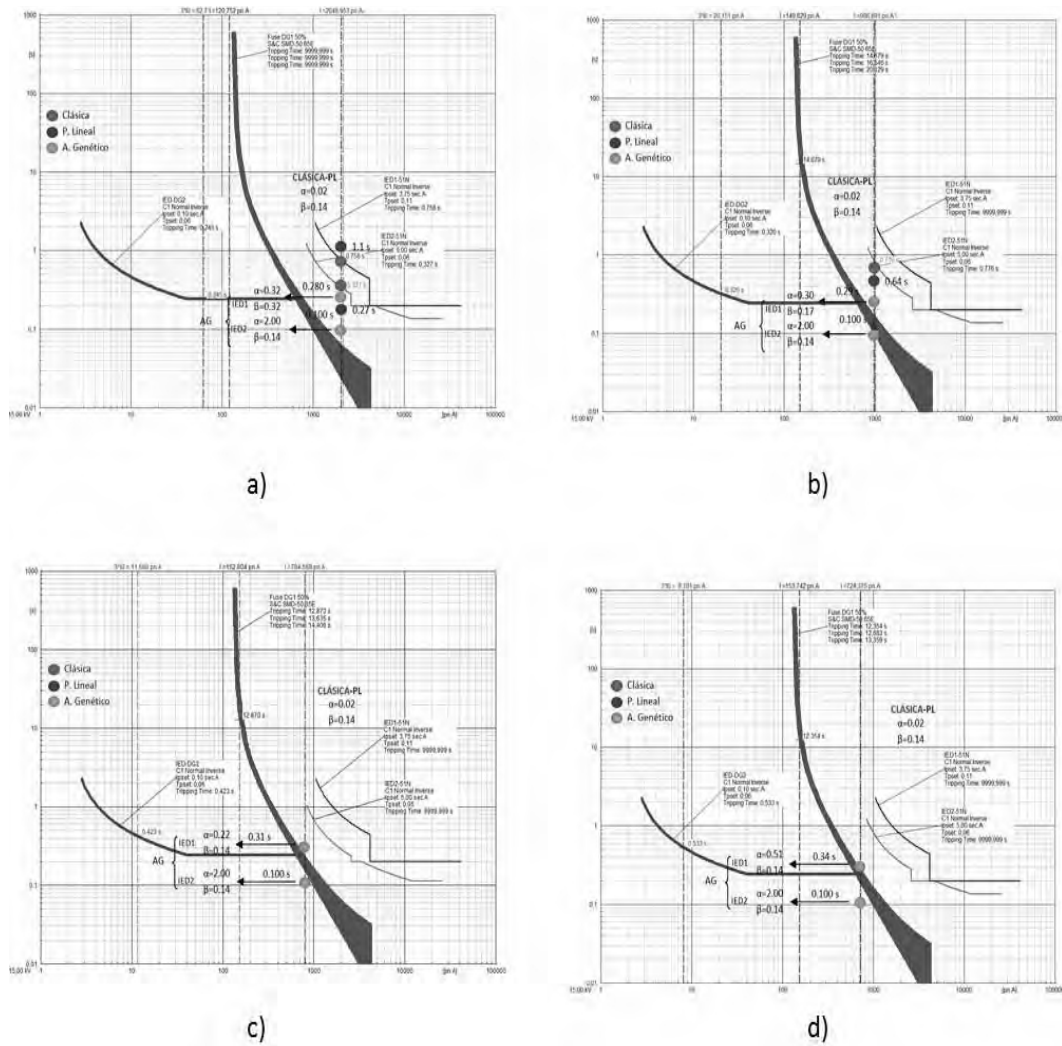


Figura 6.29: Faltas monofásicas en F7 con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y en el nudo 22 y un 50 % de penetración energía renovable. a) $R=0$ ohmios, b) $R=10$ ohmios, c) $R=20$ ohmios, d) $R=30$ ohmios.

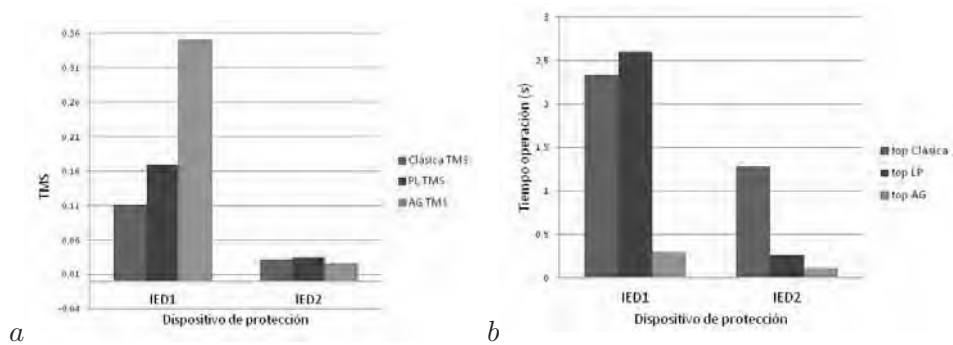


Figura 6.30: Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta trifásica y 17% de GD en nudo 20 y 22.

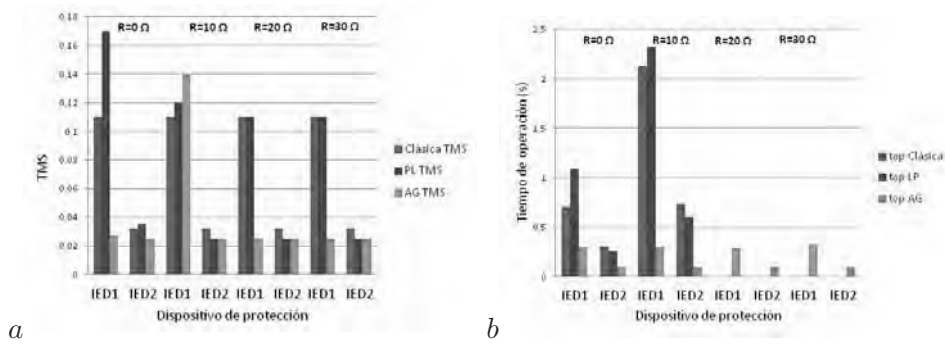


Figura 6.31: Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 17 % de GD en nudo 20 y 22.

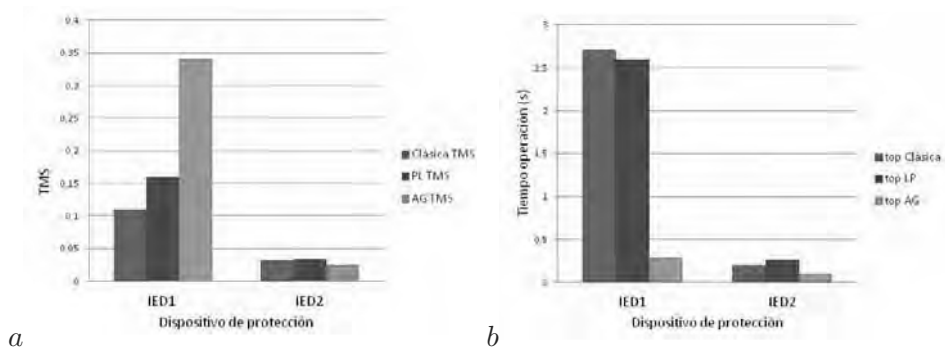


Figura 6.32: Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta trifásica y 50 % de GD en nudo 20 y 22.

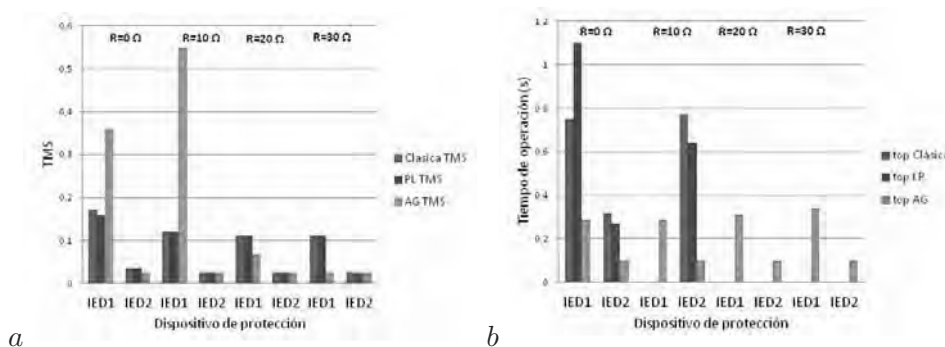


Figura 6.33: Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 50 % de GD en nudo 20 y 22.

6.3.2. Línea derivada 5: Falta en F27

En este apartado se muestran los resultados de la aplicación del AHAFI para faltas en el nudo F27. Para la línea derivada 5 se han realizado estudios de cortocircuitos monofásicos con diferentes resistencias de fallo ($R = 0$, $R = 10$, $R = 20$ y $R = 30$ ohmios). Puesto que la GD se encuentra localizada aguas arriba de la línea derivada 5 se han estudiado sólo dos casos: ubicación de GD en el nudo 20 y ubicación de la GD en los nudos 20 y 22, en ambos casos se ha estudiado penetración integración de GD (figura 6.34).

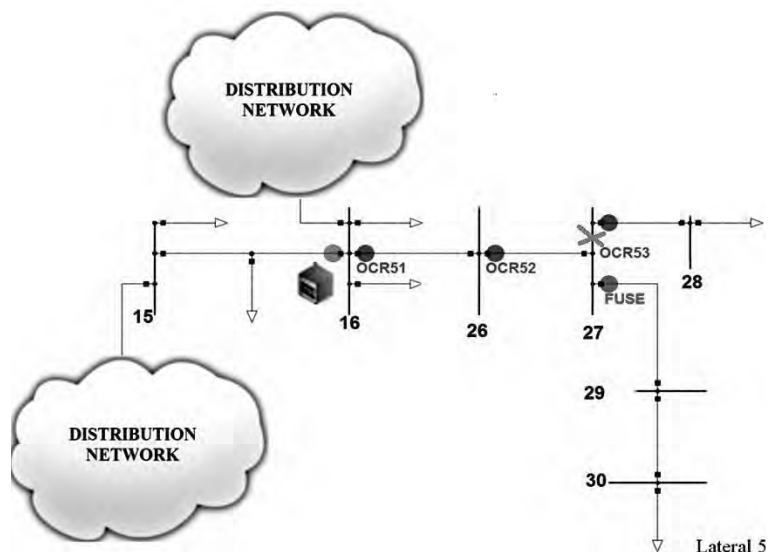


Figura 6.34: Falta en nudo 27 de la línea derivada 5.

1. Localización de la GD en el nudo 20

Los resultados del estudio para cortocircuitos monofásicos resistivos en el nudo 27 de la línea derivada 5, con GD localizada en el nudo 27 y porcentajes de penetración del 17 % y 50 % se muestran a continuación. En primer lugar se muestran las gráficas de los puntos de operación para los diferentes esquemas de coordinación de protecciones (figuras 6.35 y 6.36) y a continuación las comparativas de los parámetros TMS y tiempo de operación (figuras 6.37 y 6.38).

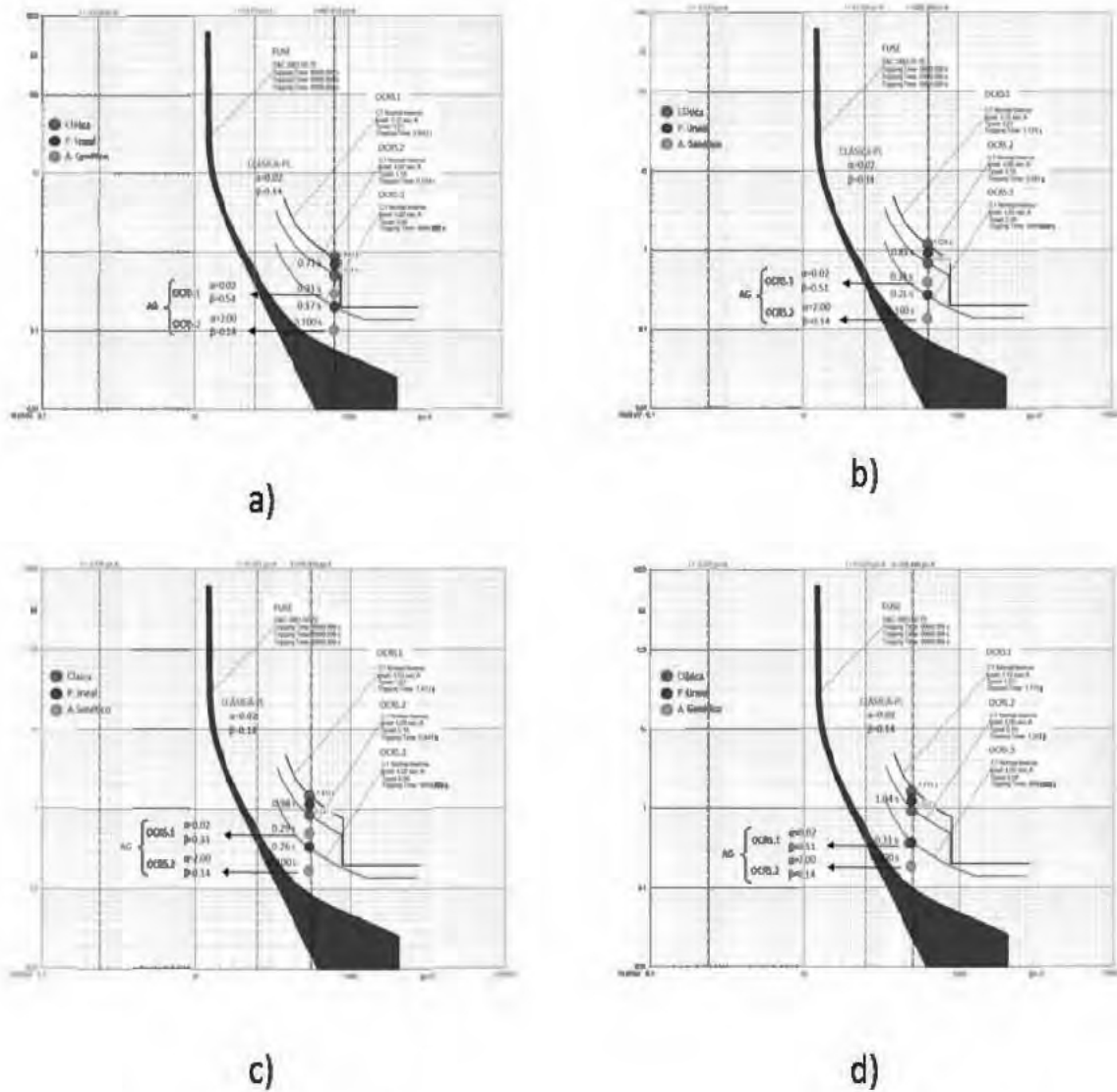


Figura 6.35: Faltas monofásicas en línea derivada (F27) con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y un 17% de penetración energía renovable. a) $R=0$ ohmios, b) $R=10$ ohmios, c) $R=20$ ohmios, d) $R=30$ ohmios.

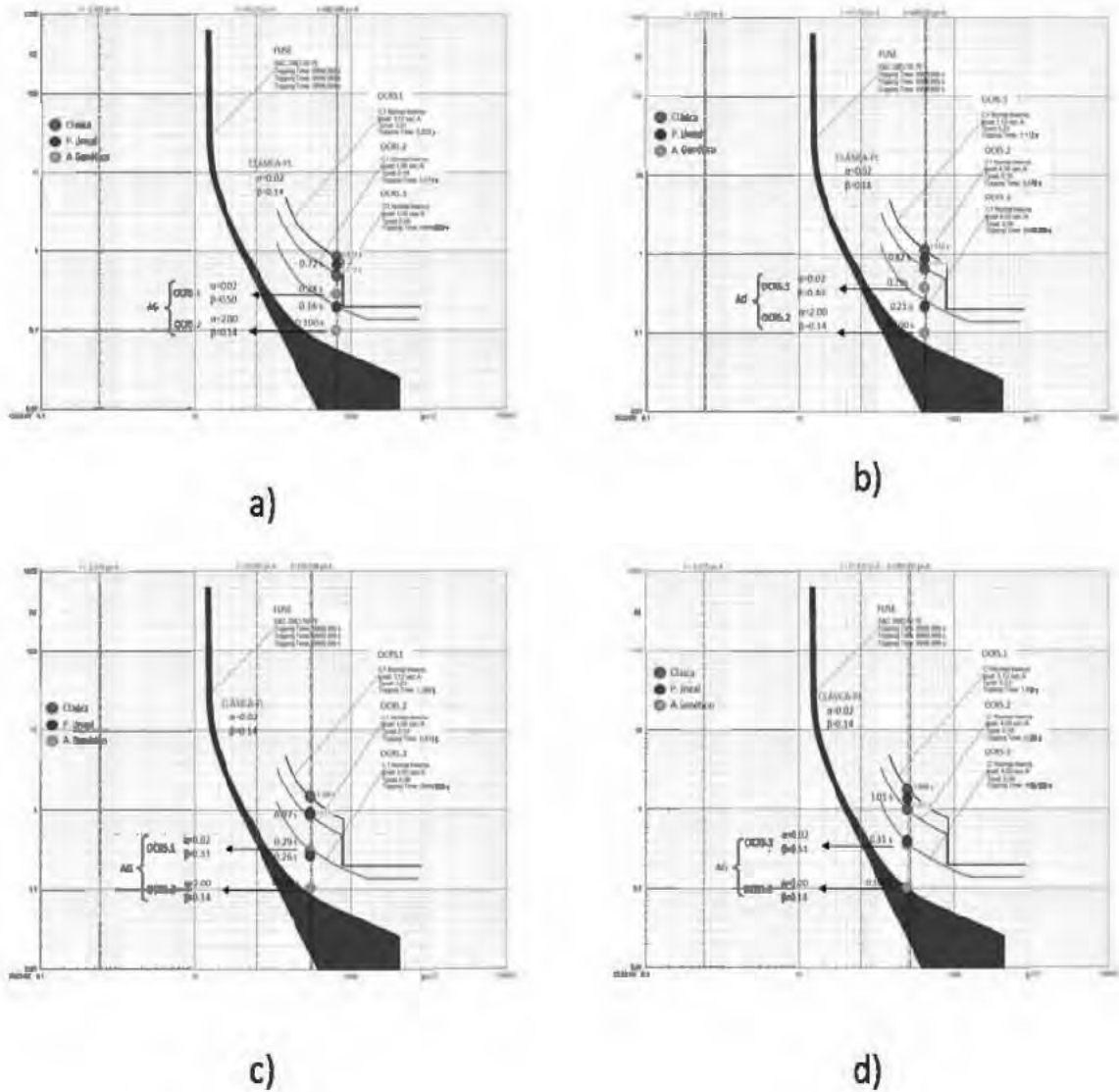


Figura 6.36: Faltas monofásicas en línea derivada (F27) con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y un 50 % de penetración energía renovable. a) $R=0$ ohmios, b) $R=10$ ohmios, c) $R=20$ ohmios, d) $R=30$ ohmios.

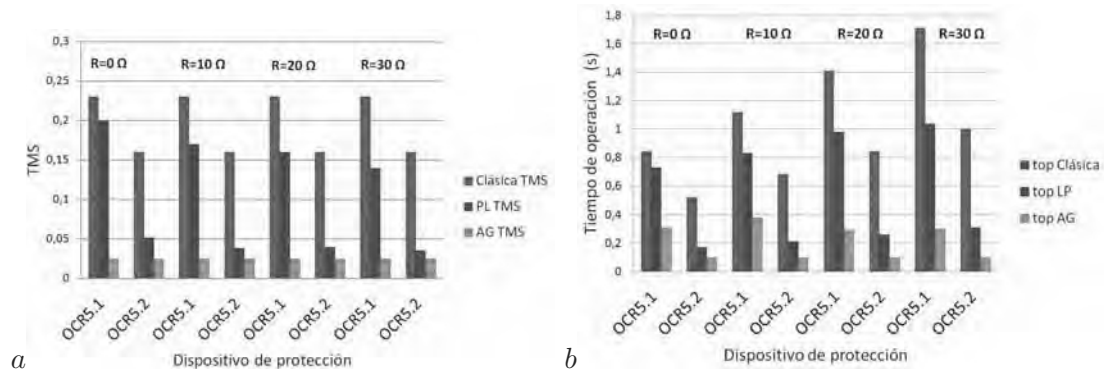


Figura 6.37: Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 17% de GD en nudo 20.

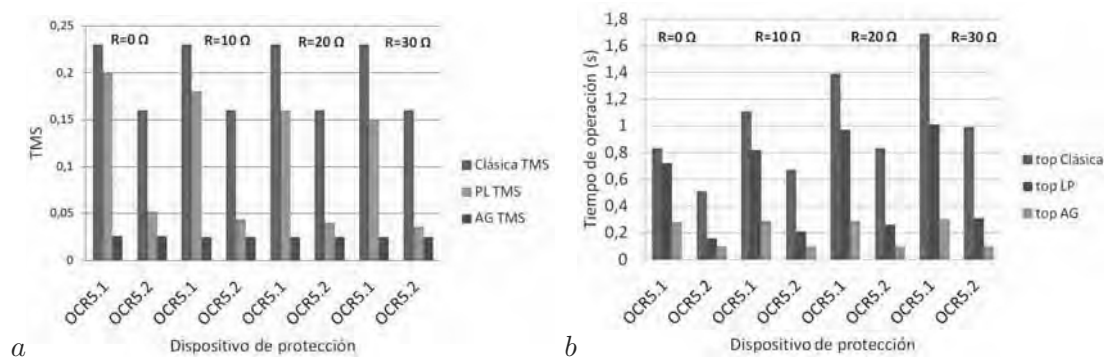


Figura 6.38: Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 50% de GD en nudo 20.

2. Localización de la GD en el nudo 20 y 22

En este apartado se recogen los resultados del estudio de cortocircuitos monofásicos en el nudo 27 con GD localizada en los nudos 20 y 22, con porcentajes de penetración del 17% y 50% respectivamente. En primer lugar se muestran las gráficas de los puntos de operación para los diferentes esquemas de coordinación de protecciones (figuras 6.39 y 6.40) y a continuación las comparativas de los parámetros TMS y tiempo de operación (figuras 6.41 y 6.42).

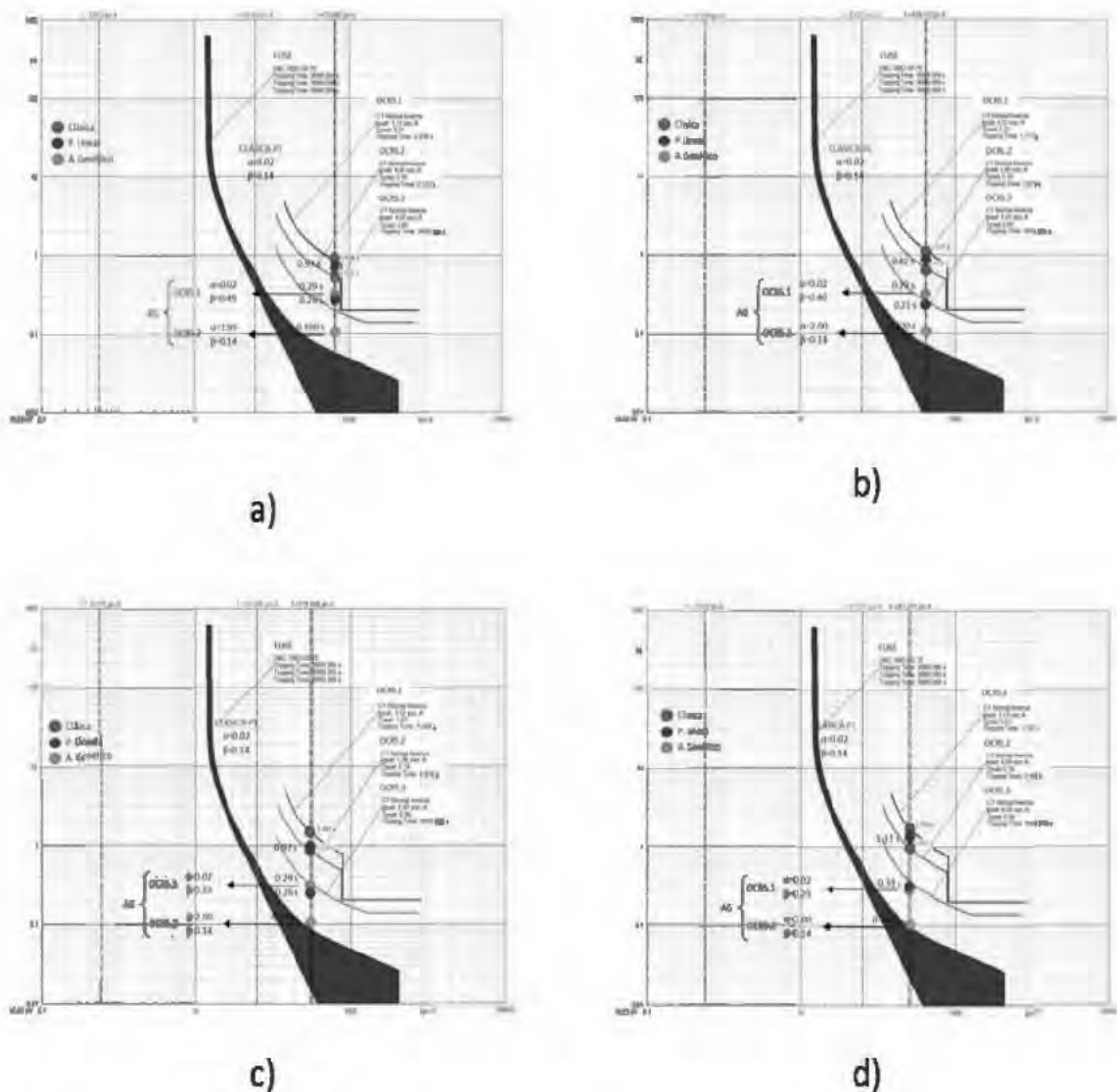


Figura 6.39: Faltas monofásicas en línea derivada (F27) con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y nudo 22 y un 17% de penetración energía renovable. a) $R=0$ ohmios, b) $R=10$ ohmios, c) $R=20$ ohmios, d) $R=30$ ohmios.

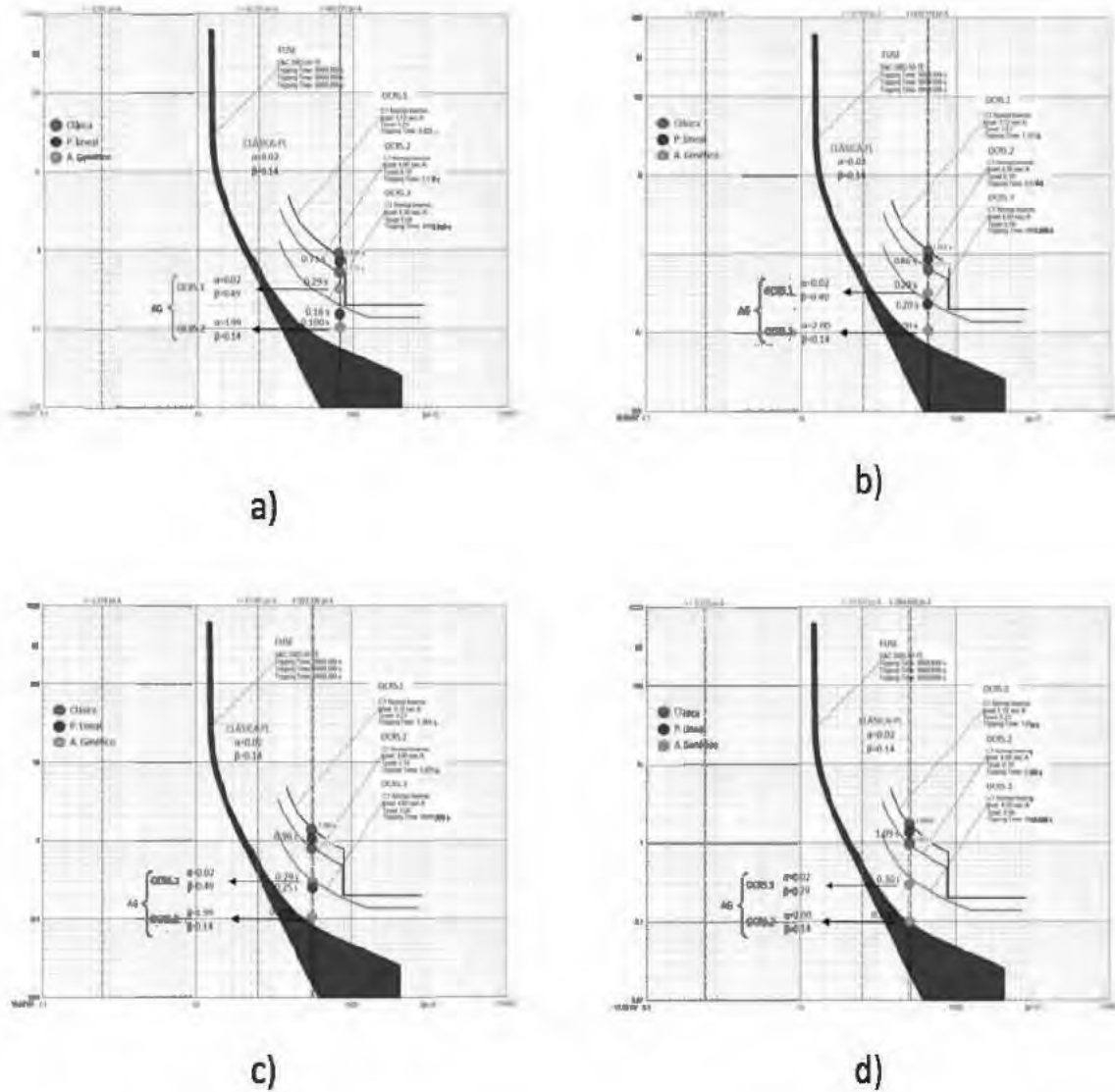


Figura 6.40: Faltas monofásicas en línea derivada (F27) con paneles fotovoltaicos conectados en el nudo 20 y nudo 22 y un 50 % de penetración energía renovable. a) R=0 ohmios, b) R=10 ohmios, c) R=20 ohmios, d) R=30 ohmios.

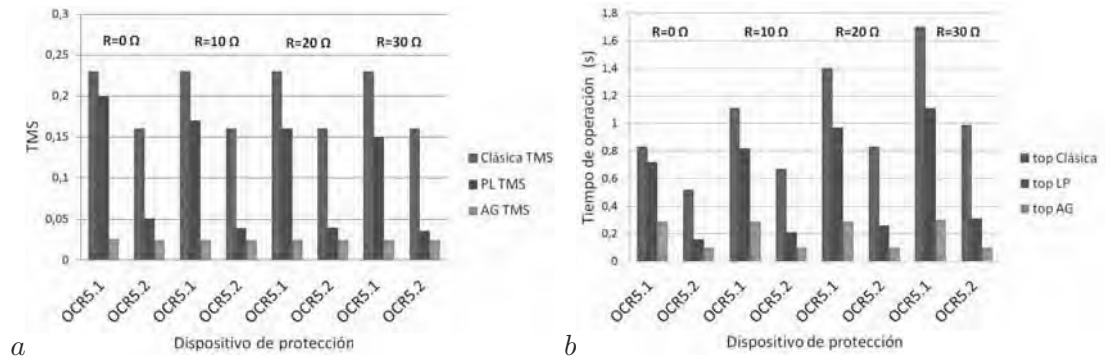


Figura 6.41: Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 17% de GD en nudo 20 y 22.

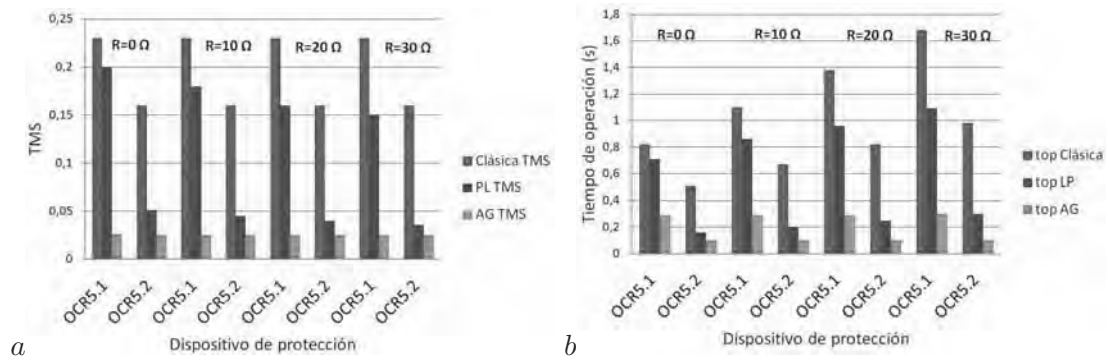


Figura 6.42: Comparativa TMS (a) y tiempo de operación (b) para falta monofásica y 50% de GD en nudo 20 y 22.

Capítulo 7

Conclusión

7.1. Principales conclusiones y aportaciones de la tesis

Los sistemas y esquemas de protección empleados en las redes eléctricas de distribución se han diseñado, en la mayoría de los casos, para interrumpir y aislar la zona de falla sin considerar la presencia de generación distribuida. Las fuentes de generación distribuida y en particular los generadores fotovoltaicos presentan una baja contribución de corriente de falta con el potencial problema de pérdida de coordinación de las protecciones en escenarios de alta penetración de generación distribuida.

En algunas situaciones los relés de protección tradicionales de las redes de distribución se han remplazado por relés bidireccionales que permiten trabajar bajo situaciones de falta en redes que presentan un flujo de potencia bidireccional debido a la presencia de generación distribuida. Sin embargo, el problema de una correcta coordinación de protecciones en redes eléctricas de distribución con generación distribuida se encuentra actualmente sin resolver. En los últimos años tanto las compañías eléctricas de distribución como los fabricantes de protecciones y los centros de investigación están invirtiendo cada vez más recursos en desarrollar nuevas soluciones tecnológicas que permitan localizar las faltas que se producen en las redes de distribución y coordinar los distintos equipos de protección de la forma más rápida, eficaz y exacta sin limitar las capacidades de la generación distribuida conectada a las mismas.

En la presente tesis doctoral se han revisado los dispositivos de protección que se encuentran instalados en las redes eléctricas de distribución, tales como: fusibles, reenganchadores y relés de sobrecorriente y se ha realizado una exposición de las principales consecuencias que la instalación de unidades de generación distribuida tiene en los sistemas de protección de las redes eléctricas de distribución. Se ha podido observar cómo la variación de los flujos de potencia en los sistemas eléctricos, debido a la intensidad inyectada por las unidades de GD, puede dar lugar a problemas de funcionamiento de los dispositivos de protección así como fallos en la localización y despeje de las faltas.

A continuación, se ha realizado el estudio del impacto producido por la instalación de GD sobre los dispositivos de protección instalados en las redes eléctricas de distribución. Para ello, en primer lugar se ha realizado un análisis del sistema en régimen permanente deduciéndose que la instalación de GD provoca en los dispositivos de protección instalados aguas arriba del punto de ubicación de la misma una pérdida de sensibilidad en la detección de las corrientes que los atraviesan debido al aporte de la unidad de GD a la corriente circulante por el sistema. A partir de este estudio se puede concluir que los ajustes de los relés realizados para los sistemas sin presencia de GD dejan de tener

validez una vez que la GD se ha integrado al sistema. En segundo lugar se ha realizado un análisis en régimen de cortocircuitos que contempla diferentes escenarios de falta (cortocircuitos equilibrados y desequilibrados) con diferentes puntos de localización de la falta, con diferente ubicación de las unidades de GD y diferente nivel de penetración de energía renovable. En dicho estudio se ha comprobado que las consecuencias más inmediatas debido a la generación distribuida son:

- Retrasos en los tiempos de operación de los relés. Esta situación puede provocar que una protección que debe de actuar en instantáneo actúe de manera temporizada como consecuencia del aporte de la GD al punto de falta.
- Pérdida de coordinación entre los dispositivos o disparos simultáneos, situaciones en las cuales no se respeta el tiempo de coordinación entre dispositivos.

Una vez analizados los aspectos anteriores, se han presentado las dos principales contribuciones de la tesis:

- El sistema de localización de faltas en redes eléctricas de distribución con generación distribuida.
- La metodología para la coordinación adaptativa de las protecciones de forma que se pueda implementar en los dispositivos electrónicos digitales IEDs utilizando el estándar de comunicaciones IEC 61850.

Para desarrollar el localizador de faltas propuesto en esta tesis se ha realizado la revisión de las metodologías existentes para la localización de faltas que utilizan medidas tanto de un terminal como multiterminal observándose, que en general, las metodologías clásicas fallan al no incluir la presencia de generación distribuida, la presencia de líneas no homogéneas compuestas de cables de diferentes secciones típicas de las redes de distribución, la existencia de múltiples derivaciones repartidas a lo largo de la línea principal o la presencia de cargas no uniformemente distribuidas. El localizador de faltas que se propone en esta tesis consta de dos etapas: una etapa off-line donde se calcula el valor de las corrientes de cortocircuito y de régimen permanente para cada una de las posibles faltas (tanto equilibradas como desequilibradas) con diferente nivel de penetración de generación distribuida y una etapa on-line que utilizando medidas multiterminal (tanto de la subestación eléctrica como de las fuentes de generación distribuida), es capaz de localizar el punto de la rama principal donde se encuentra el fallo. Este estudio se actualiza cada vez que cambia las condiciones de la red, de la generación distribuida o la topología de la red.

La metodología para la coordinación adaptativa de protecciones se basa en la aplicación de algoritmos genéticos para minimizar el tiempo de operación de los relés presentes en el sistema y para asegurar una adecuada coordinación y ajuste entre todos los relés. La coordinación avanzada de protecciones propuesta en la tesis se ha validado mediante la comparación de los resultados del tiempo de operación obtenido para tres esquemas de protección distintos: coordinación clásica, coordinación mediante programación lineal y la coordinación avanzada resuelta mediante algoritmos genéticos. Los resultados obtenidos han permitido comprobar que la metodología basada en algoritmos genéticos es capaz de encontrar el punto de operación óptimo en base a los tres parámetros de ajuste de los relés digitales y cubre el espacio de trabajo de los relés de tiempo inverso y extremadamente inversa. Es de destacar, que a partir de los resultados obtenidos en los estudios de cortocircuitos en la línea principal y en líneas derivadas se concluye que la coordinación avanzada desarrollada en la presente tesis doctoral es capaz de despejar cualquier falta monofásica resistiva que tenga lugar en el sistema con presencia de GD en niveles de integración del 17 % y 50 %, mejorando por tanto el comportamiento de los métodos de coordinación clásica y mediante programación lineal incapaces de despejar faltas con resistencias de 20 y 30 ohmios para cualquier nivel de integración de la GD.

Finalmente, se propone el empleo del algoritmo AHAFI (Advanced Hybrid Algorithm for Fault Location and Isolation) que incluyen las aportaciones desarrolladas en el localizador de faltas junto con el esquema de coordinación avanzado y Smart relays basados en algoritmos genéticos y explicado anteriormente. El sistema híbrido desarrollado es capaz de detectar y despejar faltas en cualquier punto de un sistema de distribución con media-alta penetración de GD y faltas tanto equilibradas como desequilibradas con diferentes resistencias de falta. La implementación del AHAFI consigue resolver los siguientes problemas:

- Problemas de localización múltiple en líneas derivadas.
- Pérdida de coordinación entre dispositivos ante escenarios con elevada generación distribuida.
- Limitaciones de Rigidez en la elección de las curvas estandarizadas de los relés convencionales.
- Tiempos de operación elevados en las protecciones de respaldo de las líneas derivadas.

Las conclusiones obtenidas en la tesis doctoral han sido posibles mediante la modelización y simulación de una red de distribución estándar que incluye fuentes fotovoltaicas como unidades de generación distribuida. La amplitud de los escenarios simulados y el

análisis de resultados se prevén generalizables para otro tipo de redes de distribución. Igualmente, los algoritmos desarrollados de la solución tecnológica completa Advanced Hybrid Algorithm for Fault Location and Isolation o los algoritmos individuales: Localizador de faltas y los Smart relays basados en algoritmos genéticos se pueden implementar inmediatamente en los IEDs digitales para su instalación en las redes eléctricas de distribución.

7.2. Futuros desarrollos

Con la realización de esta Tesis se abren nuevas vías de investigación y estudio. Así por ejemplo se pueden indicar:

- Incluir modelos dinámicos de fuentes de GD.
- Implementar otras funciones de protección como protección diferencial, de distancia, subtensión y frecuencia
- Comprobar el funcionamiento de los esquemas de protección propuestos en microredes.

Anexo A

A.1. Zonas de protección

Para realizar el estudio de coordinación clásica, la red de distribución se dividió en 6 zonas de protección, como muestra la figura A.1

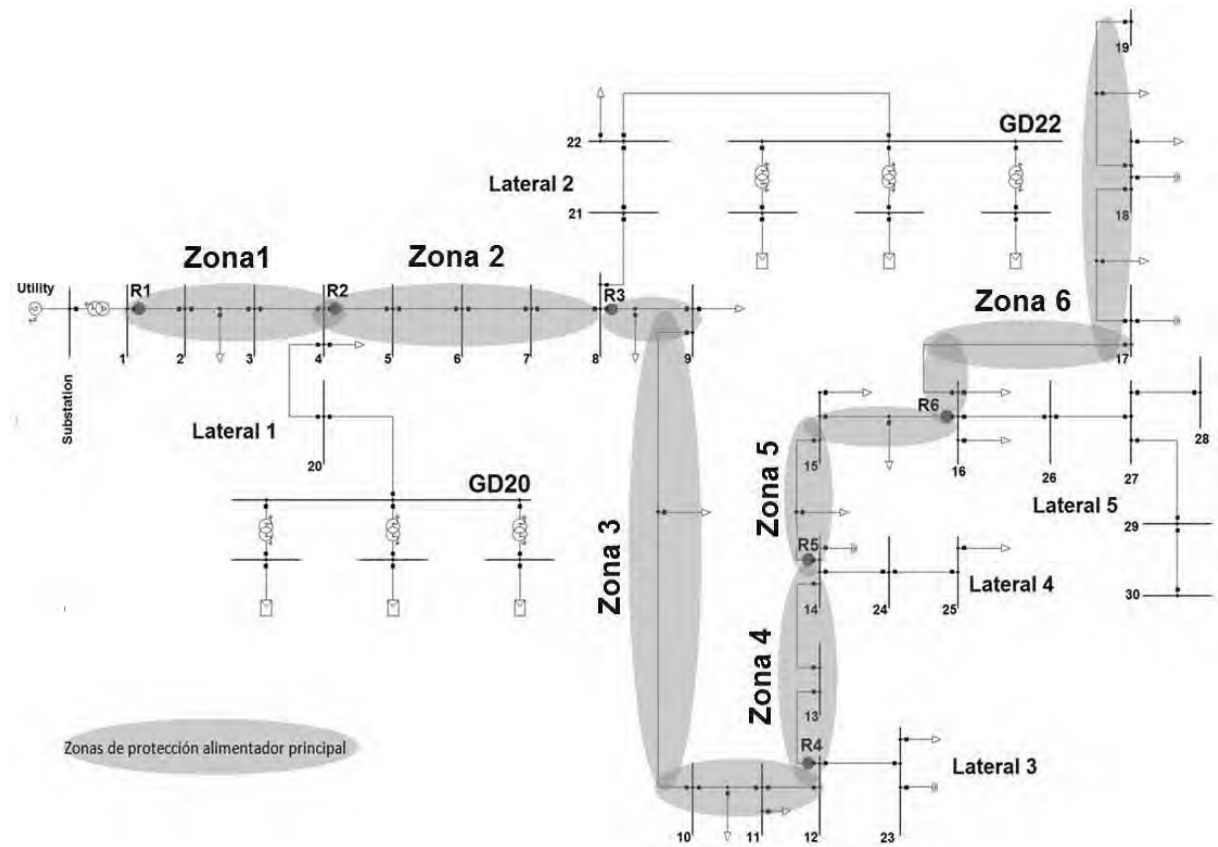


Figura A.1: Zonas de protección de la Red 34 nudos IEEE

Cada una de las zonas de protección en las que se dividió la red de distribución tiene las siguientes características:

▪ Zona Protección 1

Esta zona de protección se extiende desde la subestación nudo 1 hasta el nudo 4, todas las faltas que se produzcan en esta zona deben ser detectadas por la protección principal instalada en el nudo 1 (R1). La figura A.2 muestra esta zona de protección.

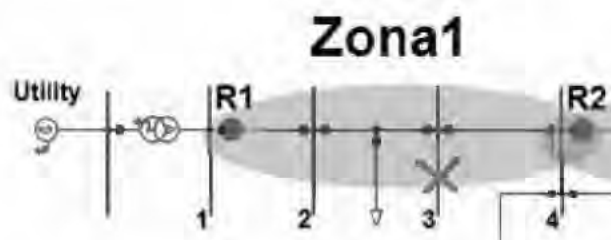


Figura A.2: Zona de protección 1 de la Red 34 nudos IEEE

▪ Zona Protección 2

En la figura A.3 se muestra la zona de protección 2 que comienza en el nudo 4 y se extiende hasta el nudo 8, las faltas producidas en ésta zona deben de ser despejadas por la protección principal (PP) instalada en el nudo 4 (R2), en el posible caso de que esta falle debe actuar la protección de respaldo (PR) instalada en el nudo 1 (R1) de la zona 1.

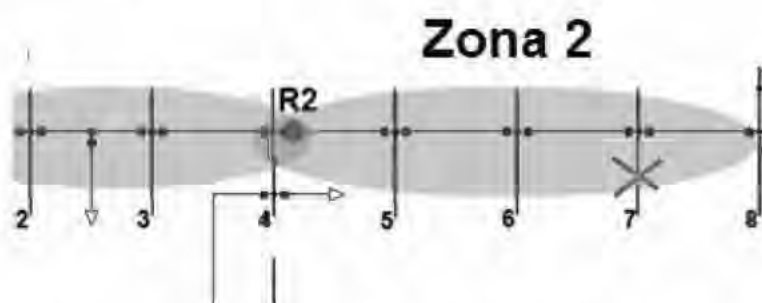


Figura A.3: Zona de protección 2 de la Red 34 nudos IEEE

▪ Zona Protección 3

Esta zona de protección se extiende desde el nudo 8 hasta el nudo 12, todas las faltas que se produzcan en ésta zona deben ser detectadas por la protección principal instalada en el nudo 8 (R3) y en caso de que esta protección falle, actuaría como protección de respaldo el relé R2 instalado en la zona 2. En la figura A.4 se detalla esta zona de protección.

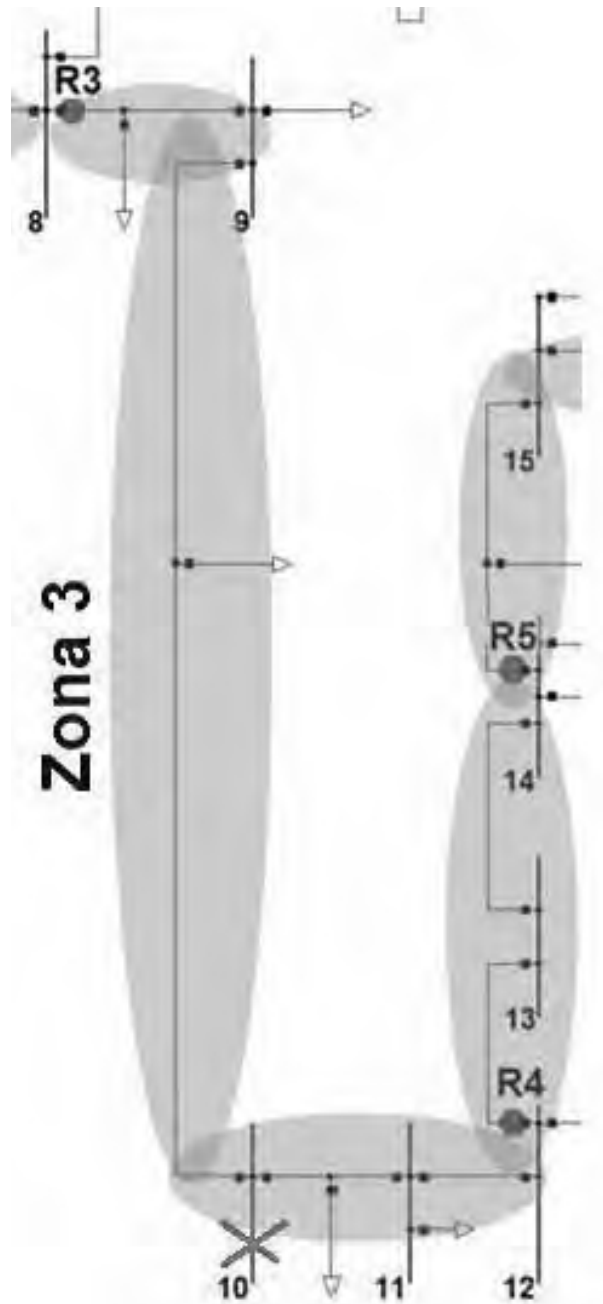


Figura A.4: Zona de protección 3 de la Red 34 nudos IEEE

■ Zona Protección 4

La zona de protección 4 abarca los nudos 12 a 14 de manera que todas las faltas que se produzcan en ésta zona deben ser detectadas por la protección principal instalada en el el nudo 12 (R4) y en caso de fallo actúe el relé R3 ubicado en zona 3. La figura A.5 muestra ésta zona de protección.

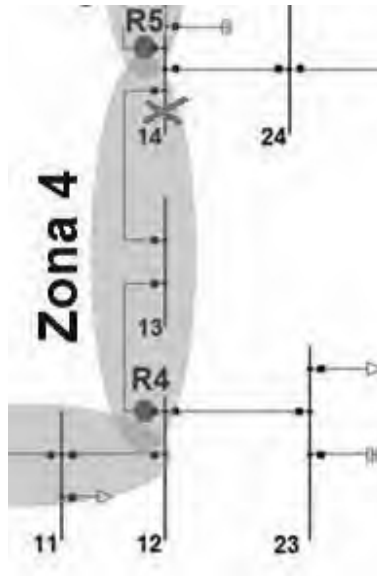


Figura A.5: Zona de protección 4 de la Red 34 nudos IEEE

■ Zona Protección 5

Esta zona de protección se extiende desde el nudo 14 hasta el nudo 16, todas las faltas que se produzcan en ésta zona deben ser detectadas por la protección principal instalada en el el nudo 17 (R5), en caso de fallo, actuará la protección de respaldo instalada (R4) instalado en la zona 4. La figura A.6 muestra ésta zona de protección.

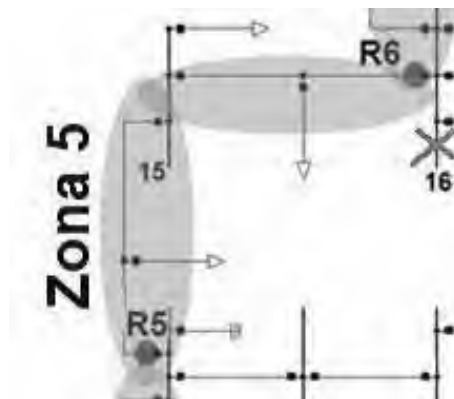


Figura A.6: Zona de protección 5 de la Red 34 nudos IEEE

■ Zona Protección 6

La figura A.7 muestra esta zona de protección que se extiende desde el nudo 16 hasta el nudo 19, todas las faltas que se produzcan la zona deben ser detectadas por la protección principal instalada en el el nudo 16 (R6), en caso de fallo, actuará la protección de respaldo instalada (R5) instalado en la zona 5.

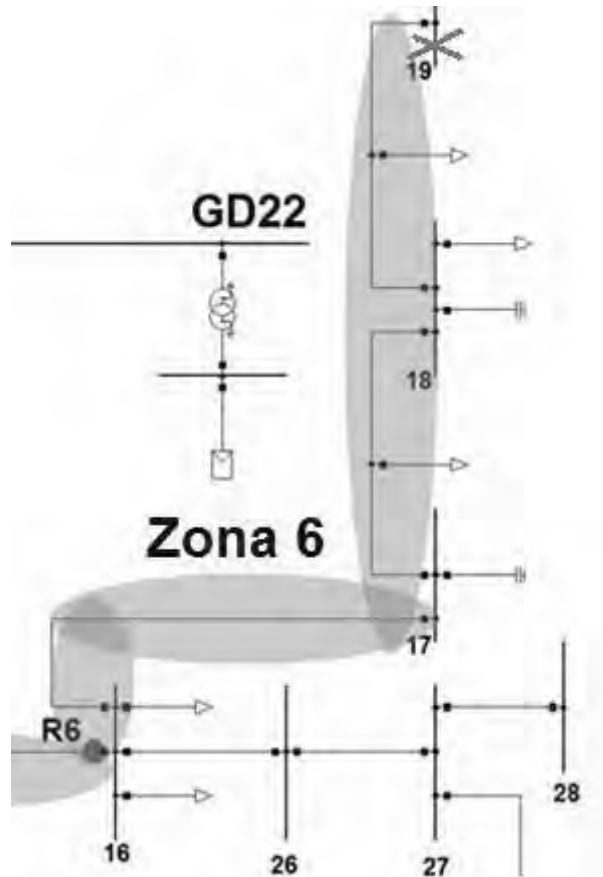


Figura A.7: Zona de protección 6 de la Red 34 nudos IEEE

A.2. Criterios de ajuste de protecciones

Los criterios de ajuste empleados en este estudio son detallados a continuación:

A.2.0.1. Relé de fase

Temporizado: los valores de ajuste se determinaran en función de la potencia del transformador de la subestación y la tensión nominal, con este criterio se permite socorrer del orden del 125 % de la potencia de carga del trafo.

Curva: Índice 0.1 IEC Normal Inversa o equivalente.

Instantáneo: El tiempo máximo de despeje de falta será de 200 ms.

La figura A.8, muestra las intensidades de carga, relación de los transformadores de intensidad, así como las intensidades máximas y mínimas de cortocircuito, a partir de las cuales realizaremos el ajuste clásico.

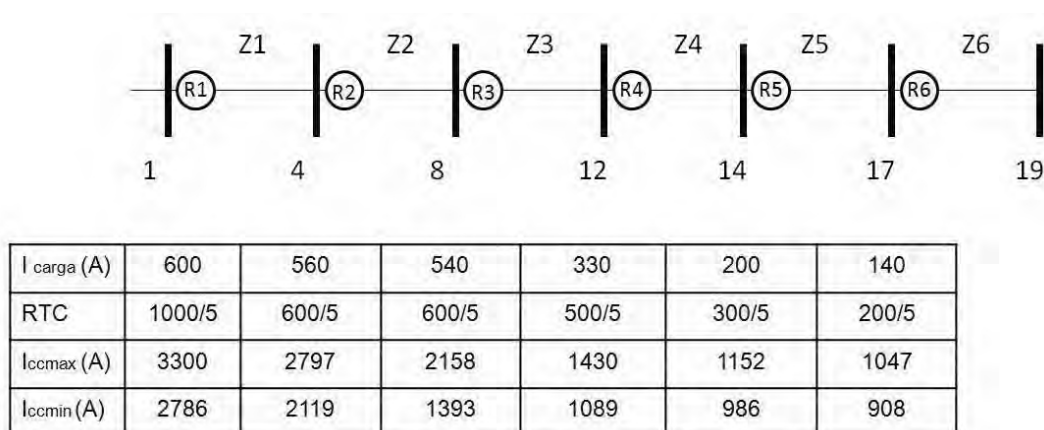


Figura A.8: Valores de corrientes de carga, intensidades máx. y mín. de cortocircuito

A continuación se realiza el ajuste de cada uno de los relés instalados en la red de distribución, comenzaremos por el relé más alejado (R6) e iremos recorriendo la línea hasta llegar a el relé instalado en cabecera de línea (R1).

Para todos los relés se considerará:

1. Ajuste de la corriente de disparo I_p con un margen del 125 % de la intensidad a plena carga para tener en cuenta las posibles sobrecargas.
2. La unidad instantánea actuará en un tiempo no superior a 200 ms.

3. El intervalo de coordinación entre protecciones principales y protecciones de respaldo será de 300 ms.

■ Ajuste relé R6

- Corriente de disparo: $I_p = 1.25 * I_{carga} = 175A$
- Ajuste Dial o TMS: Para cualquier falta en zona 6, ésta tiene que ser despejada como máximo en 200 ms. Sustituyendo en la ecuación del relé, para intensidad máxima de cortocircuito (I), obtenemos un ajuste de TMS de 0.052.
- Por último se comprueba que con el TMS seleccionado el tiempo de operación del relé para las intensidades máximas y mínimas de cortocircuito son como máximo iguales a 200 ms.

En la tabla A.1 se muestran los valores del ajuste obtenidos para éste relé.

Tabla A.1: Ajustes obtenidos para el relé R6 sin GD

Relé	D. Inst	D. Temp	TMS	T_{op} (ms)
R6	$26.17I_N$	$4.37I_N$	0.052	200

■ Ajuste relé R5

- Corriente de disparo: $I_p = 1.25 * I_{carga} = 250A$
- Ajuste Dial o TMS: Para cualquier falta en zona 5, ésta tiene que ser despejada como máximo en 200 ms. Sustituyendo en la ecuación del relé, para la intensidad máxima de cortocircuito (I), obtenemos un ajuste de TMS de 0.1.
- Por último se comprueba que con el TMS seleccionado el tiempo de operación del relé para las intensidades máximas y mínimas de cortocircuito son como máximo iguales a 200 ms.
- El relé R5 actúa como protección de respaldo de la zona 6, de forma que si en esta zona se produce un cortocircuito y la protección principal (relé R6) no actúa, el relé R5 debe hacerlo de forma temporizada en un tiempo $T_{R5} = t_{R6} + 0,3$.

En la tabla A.2 muestra los valores del ajuste obtenidos para este relé.

Tabla A.2: Ajustes obtenidos para el relé R5 sin GD

Relé	D. Inst	D. Temp	TMS	T_{op} (ms)
R5	$19,2I_N$	$4.16I_N$	0.044	500

■ Ajuste relé R4

- Corriente de disparo: $I_p = 1.25 * I_{carga} = 412A$
- Ajuste Dial o TMS: Para cualquier falta en zona 4, ésta tiene que ser despejada de como máximo en 200 ms. Sustituyendo en la ecuación del relé, para la intensidad máxima de cortocircuito (I), obtenemos un ajuste de TMS de 0.12.
- Por último se comprueba que con el TMS seleccionado el tiempo de operación del relé para las intensidades máximas y mínimas de cortocircuito son como máximo iguales a 200 ms.
- El relé R4 actúa como protección de respaldo de la zona 5, de forma que si en esta zona se produce un cortocircuito y la protección principal (relé R5) no actúa, el relé R4 debe hacerlo de forma temporizada en un tiempo $T_{R4} = t_{R5} + 0,3$ La tabla A.3 muestra los valores del ajuste obtenidos para este relé.

Tabla A.3: Ajustes obtenidos para el relé R4 sin GD

Relé	D. Inst	D. Temp	TMS	T_{op} (ms)
R4	$14.3I_N$	$4.12I_N$	0.12	800

■ Ajuste relé R3

- Corriente de disparo: $I_p = 1.25 * I_{carga} = 675A$
- Ajuste Dial o TMS: Para cualquier falta en zona 3, ésta tiene que ser despejada como máximo en 200 ms. Sustituyendo en la ecuación del relé, para la intensidad máxima de cortocircuito (I), obtenemos un ajuste de TMS de 0.13.
- Por último se comprueba que con el TMS seleccionado el tiempo de operación del relé para las intensidades máximas y mínimas de cortocircuito son como máximo iguales a 200 ms.

- El relé R3 actúa como protección de respaldo de la zona 4, de forma que si en esta zona se produce un cortocircuito y la protección principal (relé R4) no actúa, el relé R3 debe hacerlo de forma temporizada en un tiempo $T_{R3} = t_{R4} + 0,3$.

La tabla A.4 muestra los valores del ajuste obtenidos para este relé.

Tabla A.4: Ajustes obtenidos para el relé R3 sin GD

Relé	D. Inst	D. Temp	TMS	T_{op} (ms)
R3	$18I_N$	$5.62I_N$	0.13	1200

■ Ajuste relé R2

- Corriente de disparo: $I_p = 1.25 * I_{carga} = 700A$
- Ajuste Dial o TMS: Para cualquier falta en zona 2, ésta tiene que ser despejada como máximo en 200 ms. Sustituyendo en la ecuación del relé, para la intensidad máxima de cortocircuito (I), obtenemos un ajuste de TMS de 0.24.
- Por último se comprueba que con el TMS seleccionado el tiempo de operación del relé para las intensidades máximas y mínimas de cortocircuito son como máximo iguales a 200 ms.
- El relé R2 actúa como protección de respaldo de la zona 3, de forma que si en esta zona se produce un cortocircuito y la protección principal (relé R3) no actúa, el relé R2 debe hacerlo de forma temporizada en un tiempo $T_{R2} = t_{R3} + 0,3$.

En la tabla A.5 muestra los valores del ajuste obtenidos para este relé.

Tabla A.5: Ajustes obtenidos para el relé R2 sin GD

Relé	D. Inst	D. Temp	TMS	T_{op} (ms)
R2	$17.65I_N$	$5.83I_N$	0.052	1500

■ Ajuste relé R1

- Corriente de disparo: $I_p = 1.25 * I_{carga} = 750A$

- Ajuste Dial o TMS: Para cualquier falta en zona 1, ésta tiene que ser despejada como máximo en 200 ms. Sustituyendo en la ecuación del relé, para la intensidad máxima de cortocircuito (I), obtenemos un ajuste de TMS de 0.34.
- Se comprueba que con el TMS seleccionado el tiempo de operación del relé para las intensidades máximas y mínimas de cortocircuito son como máximo iguales a 200 ms.
- El relé R1 actúa como protección de respaldo de la zona 2, de forma que si en esta zona se produce un cortocircuito y la protección principal (relé R2) no actúa, el relé R1 debe hacerlo de forma temporizada en un tiempo $T_{R1} = t_{R2} + 0,3$.

En la tabla A.6 aparecen los valores del ajuste obtenidos para este relé.

Tabla A.6: Ajustes obtenidos para el relé R1 sin GD

Relé	D. Inst	D. Temp	TMS	T_{op} (ms)
R1	$13.93I_N$	$3.75I_N$	0.34	1800

Por tanto los ajustes obtenidos para cada uno de los relés instalados en el alimentador principal de la red de distribución son los mostrados en la tabla A.7.

Tabla A.7: Tabla resumen de ajustes obtenidos para los relés sin presencia de GD

Relé	D. Inst	D. Temp	TMS	T_{op} (ms)
R6	$26.17I_N$	$4.37I_N$	0.052	200
R5	$19.2I_N$	$4.16I_N$	0.1	500
R4	$14.3I_N$	$4.12I_N$	0.12	800
R3	$18I_N$	$5.62I_N$	0.13	1200
R2	$17.5I_N$	$5.83I_N$	0.24	1500
R1	$13.93I_N$	$3.75I_N$	0.34	1800

Si representamos las curvas características (tiempo-corriente) de los relés de protección para régimen permanente y con cortocircuito trifásico para cada una de las zonas de protección se obtienen los resultados que a continuación se detallan.

■ Régimen permanente

En la figura A.9, podemos observar como el valor de las corrientes detectadas por

los relés de protección instalados en cada una de las zonas de protección es menor que el valor de ajuste, por lo tanto los ajustes obtenidos son válidos.

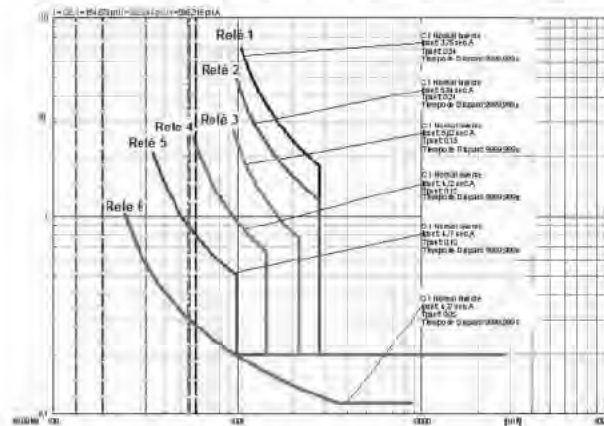


Figura A.9: Coordinación relés, régimen permanente sin GD

- **Cortocircuito en zona 1 sin GD.**

En esta situación se simuló un cortocircuito trifásico en el nudo 3 incluido dentro de la zona de protección 1, puede observarse en la figura A.10a como el relé ubicado en el nudo 1 (cabecera de línea) detecta esta intensidad de defecto en su zona y provoca el disparo instantáneo de su interruptor en un tiempo de 200 ms.

- **Cortocircuito en zona 2 sin GD.**

En la zona de protección 2, se simuló un cortocircuito trifásico en el nudo 7, en la figura A.10b puede observarse el disparo del relé R2 en un tiempo de 1.47 s, el relé R1 (nudo 1) actúa en este caso como protección de respaldo de la zona 2, con un tiempo de operación de 2.2 s, manteniéndose el intervalo de coordinación.

- **Cortocircuito en zona 3 sin GD.**

De forma análoga, para el caso de cortocircuito en zona 3, la secuencia de actuación de los relés implicado es la mostrada en la figura A.10c, en este caso puede observarse como en primera instancia actúa la protección principal de esta zona R3 ubicado en el nudo 8 con un tiempo de operación de 0.918 s. Ahora los relés R2 y R1 actúan como protección de respaldo de la zona 3 siendo su tiempo de actuación 1.76 s y 2.64 s respectivamente.

- **Cortocircuito en zona 4 sin GD.**

En el caso de cortocircuito en esta zona, son 4 los relés de protección que detectan la corriente de falta, y operan secuencialmente tal y como muestra la figura A.10d, así primero actuará la protección principal de esta zona R4 con un tiempo de operación de 0.8 s, los relés ubicados aguas arriba, de R4 se comportan como protección de respaldo.

■ **Cortocircuito en zona 5 sin GD.**

Con cortocircuito en zona 5, la operación de los relés de protección es la reflejada en la figura A.10e, donde podemos observar, la correcta secuencia de operación de los relés de protección, actuando primero el relé principal de esta zona R5 en 200 ms y posteriormente el resto, manteniendo en todo momento el intervalo de coordinación.

■ **Cortocircuito en zona 6 sin GD.**

La figura A.10f muestra la secuencia de operación de los relés de protección en el caso de cortocircuito en esta zona. Nuevamente podemos observar como primero actúa la protección principal de ésta zona, R6 en un tiempo de 200 ms y posteriormente (como protección de respaldo) el resto de los relés de protección.

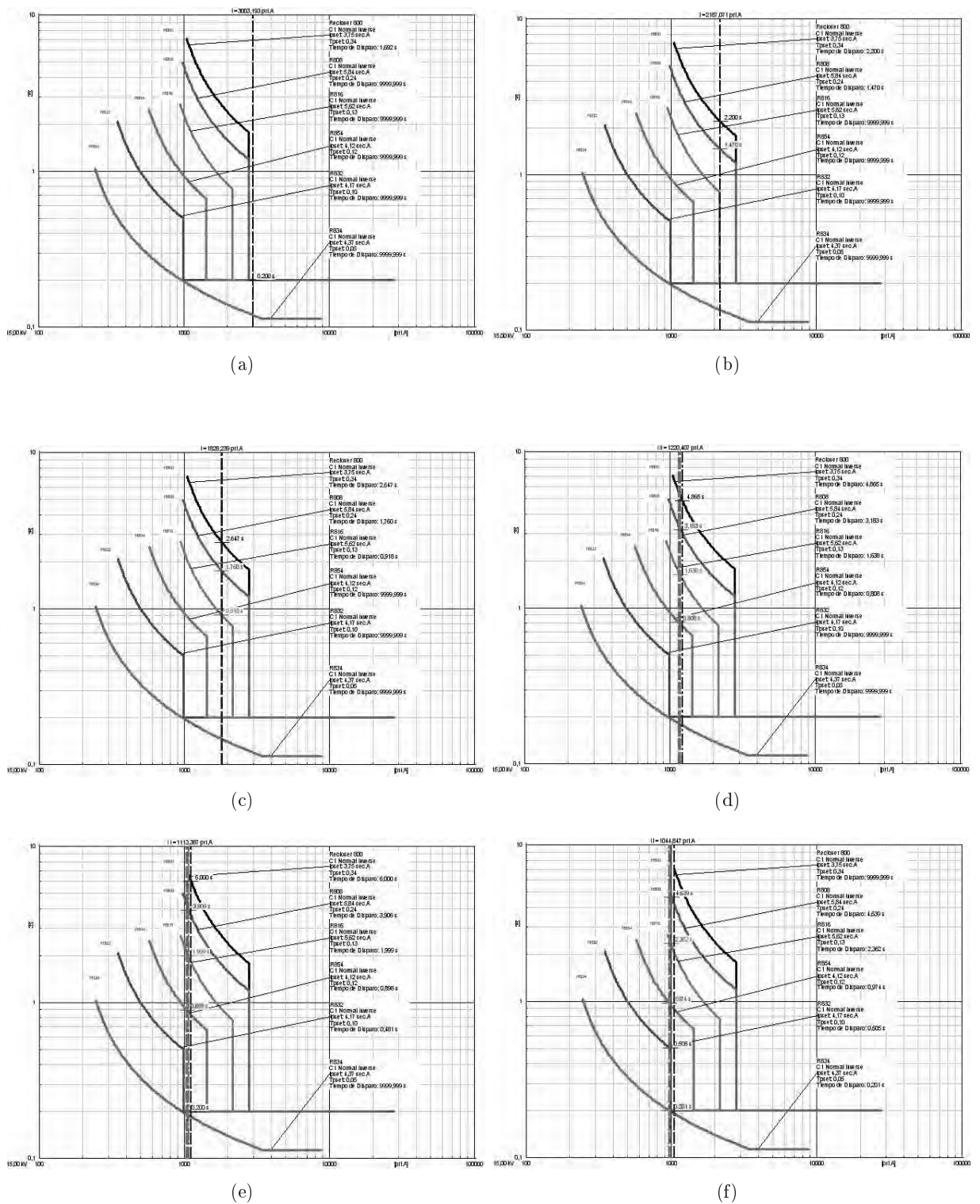


Figura A.10: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito trifásico sin presencia de GD. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) zona 5. f) Zona 6.

Anexo B

B.1. Resultados obtenidos por coordinación clásica de protecciones

B.1.1. Alimentador Principal

En este epígrafe se muestran los resultados obtenidos con la implementación del esquema de protección de sobreintensidad clásica. Las características de operación para cada uno de los escenarios analizados en la tablas B.1 y B.2 se muestran en las gráficas que a continuación se exponen.

En ellas puede apreciarse las corrientes de cortocircuito detectadas por los relés de sobreintensidad así como los tiempos de actuación de los mismos en función del tipo de falta estudiado.

B.1. Resultados obtenidos por coordinación clásica de protecciones

ID20	Zona 1 (r3)			Zona 2 (r7)			Zona 3 (r10)			Zona 4 (r14)			Zona 5 (r16)			Zona 6 (r19)											
	Nivel Penetración	t(s)	17%	Nivel Penetración	t(s)	17%	Nivel Penetración	t(s)	17%	Nivel Penetración	t(s)	17%	Nivel Penetración	t(s)	17%	Nivel Penetración	t(s)	17%									
Tipo de falla	2982,79	0,2	2986,31	0,2	1027,43	2,49	1649,75	2,99	1514,65	3,36	1206,82	4,98	927,20	-	878,39	-	946,82	-	506,39	-	506,24	-	506,28	-	506,28	-	
OCR2	-	-	-	-	3118,90	0,20	4052,17	0,20	2412,94	3,34	2953,39	0,2	1417,56	2,36	1583,28	2,04	1283,15	2,83	1383,17	2,42	1166,71	3,27	1376,52	2,78	1376,52	2,78	
OCR3	-	-	-	-	-	-	-	-	2142,44	0,20	2953,39	0,2	1402,32	1,23	1566,42	1,07	1246,36	1,47	1374,87	1,26	1148,98	1,69	1297,48	1,45	1297,48	1,45	
OCR4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3379,7	0,68	1541,85	0,20	1233,83	0,76	1350,86	0,69	1125,68	0,82	1232,90	0,75	1232,90	0,75	
OCR5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1233,59	0,2	1361,79	0,2	1141,37	0,2	1250,26	0,2	1250,26	0,2	
OCR6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
R=0	OCR1	3873	0,23	3793	0,23	2083	0,60	2082	0,60	1533	1,16	1540	1,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OCR8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	638	0,44	852,8	0,42	739	0,51	753,4	0,58	599	0,79	592,4	0,75	592,4	0,75	
R=10	OCR1	768,3	-	797,3	-	648	558,9	-	578,1	-	568,3	-	-	-	443	452,2	-	411,8	-	422,2	-	362,9	-	403	-	403	-
OCR8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
R=20	OCR1	415,4	-	426,1	-	371,7	-	378,2	-	347,5	-	354,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OCR4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	295,2	-	303,1	-	261,6	-	269,3	-	272,9	-	260,5	-	260,5	-	
R=30	OCR1	281,4	-	284,5	-	259,9	-	264,5	-	247,8	-	252,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OCR8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	221,2	-	227,3	-	213,4	-	219,4	-	208,5	-	215,5	-	215,5	-	

ID22	Zona 1 (r3)			Zona 2 (r7)			Zona 3 (r10)			Zona 4 (r14)			Zona 5 (r15)			Zona 6 (r19)											
	Nivel Penetración	t(s)	17%	Nivel Penetración	t(s)	17%	Nivel Penetración	t(s)	17%	Nivel Penetración	t(s)	17%	Nivel Penetración	t(s)	17%	Nivel Penetración	t(s)	17%									
Tipo de falla	2975	0,2	3019,96	0,2	2167	2,21	2319,9	2,19	1684	2,89	1601	3,04	1022	NA	920	NA	788,05	-	812	NA	731,9	-	731,9	-	731,9	-	
OCR1	887	NA	1336,88	2,38	2150	1,48	2199	1,46	1688	1,92	1628,4	2,01	982	4,95	859,9	-	877	NA	753,49	-	1157	1,67	1235,79	1,48	1235,79	1,48	
OCR3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2439	0,2	2824,5	0,2	1415	1,21	1338,8	1,09	1256	1,45	1383,7	1,29	1135	0,82	1216,54	0,76	1216,54	0,76
OCR4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OCR5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1393	0,68	1515,4	0,2	1235	0,75	1306,9	0,7	1135	0,82	1233,8	0,2	1233,8	0,2	
OCR6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1245	0,2	1341,95	0,2	1151	0,2	1233,8	0,2	1233,8	0,2	
R=0	OCR1	3848	0,23	3759	0,24	2070	0,60	2073	0,60	1539	1,17	1547	1,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OCR1	787	-	796,3	-	551,4	-	672,8	-	581,6	-	602,1	-	948	0,42	887,3	0,36	750	0,56	777,4	0,53	689	0,76	715,3	0,68	715,3	0,68	
OCR6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
R=10	OCR1	787	-	796,3	-	551,4	-	672,8	-	581,6	-	602,1	-	448	470	-	419	-	439,5	-	400	-	419,7	-	419,7	-	
OCR6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
R=20	OCR1	415	-	420	-	373	-	367	-	350	-	383,3	-	300	316	-	287	-	302,1	-	278	-	293	-	293	-	
OCR4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
R=30	OCR1	281,2	-	284,6	-	261,4	-	270,8	-	249,6	-	259,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OCR6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Tabla B.1: Valores Intensidad de cortocircuito trifásicos y monofásicos. Tiempo de actuación de los OCR del alimentador principal

GD20+22		Zona 1 (F3)					Zona 2 (F7)					Zona3 (F10)					Zona 4 (F14)					Zona 5 (F16)					Zona 6 (F19)				
		Nivel Penetración					Nivel Penetración					Nivel Penetración					Nivel Penetración					Nivel Penetración					Nivel Penetración				
Tipo de falta		17%	50%	50%	17%	17%	50%	50%	17%	17%	50%	50%	17%	17%	50%	50%	17%	50%	50%	17%	50%	50%	17%	17%	50%	50%	17%	17%	50%	50%	
OCR1		2969	0.2	2293	0.2	2058	2.32	1768	2.71	1615	3.07	1247	4.65	986	NA	886	NA	881	NA	593	881	NA	593	882	NA	550	550	NA	NA	NA	
OCR2		541	NA	1024	4.04	2555	1.28	3597	0.2	1992	1.59	2466	1.31	1167	3.27	1238	2.93	1041	4.22	1078	963	NA	981	963	NA	981	981	4.97	4.97	NA	
OCR3		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OCR4		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OCR5		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OCR6		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
R=0	ORC 1	3856	0.23	3764	0.24	2075	0.60	2070	0.6	1530	1.17	1539	1.15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ORC 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	844	0.43	867	0.40	754.1	0.60	767	0.45	884	0.77	705	884	0.77	705	705	0.7	0.7	
R=10	ORC 1	787.4	-	796.4	-	649.5	-	665.1	-	579.7	-	594.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ORC 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	445.3	-	462.5	-	415.7	-	432.1	-	396.7	-	412.5	396.7	-	412.5	412.5	-	-	
R=20	ORC 1	414.9	-	419.7	-	372.6	-	382.2	-	348.7	-	358.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ORC 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	298.1	-	310.6	-	298.5	-	296.6	-	275.6	-	267.6	275.6	-	267.6	267.6	-	-	
R=30	ORC 1	291.1	-	384.3	-	260.5	-	267.4	-	248.6	-	255.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ORC 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	223.4	-	223.1	-	215.6	-	225.1	-	210.7	-	220	210.7	-	220	220	-	-	

Tabla B.2: Continuación. Valores Intensidad de cortocircuito trifásicos y monofásicos. Tiempo de actuación de los OCR del alimentador principal

B.1.1.1. Instalación GD20. Cortocircuitos trifásicos.

Las curvas de coordinación para el escenario de cortocircuito trifásico en cada una de las zonas de protección con una potencia inyectada por GD 20 del de 17% y 50% son mostradas en las figuras B.3 y B.4 respectivamente.

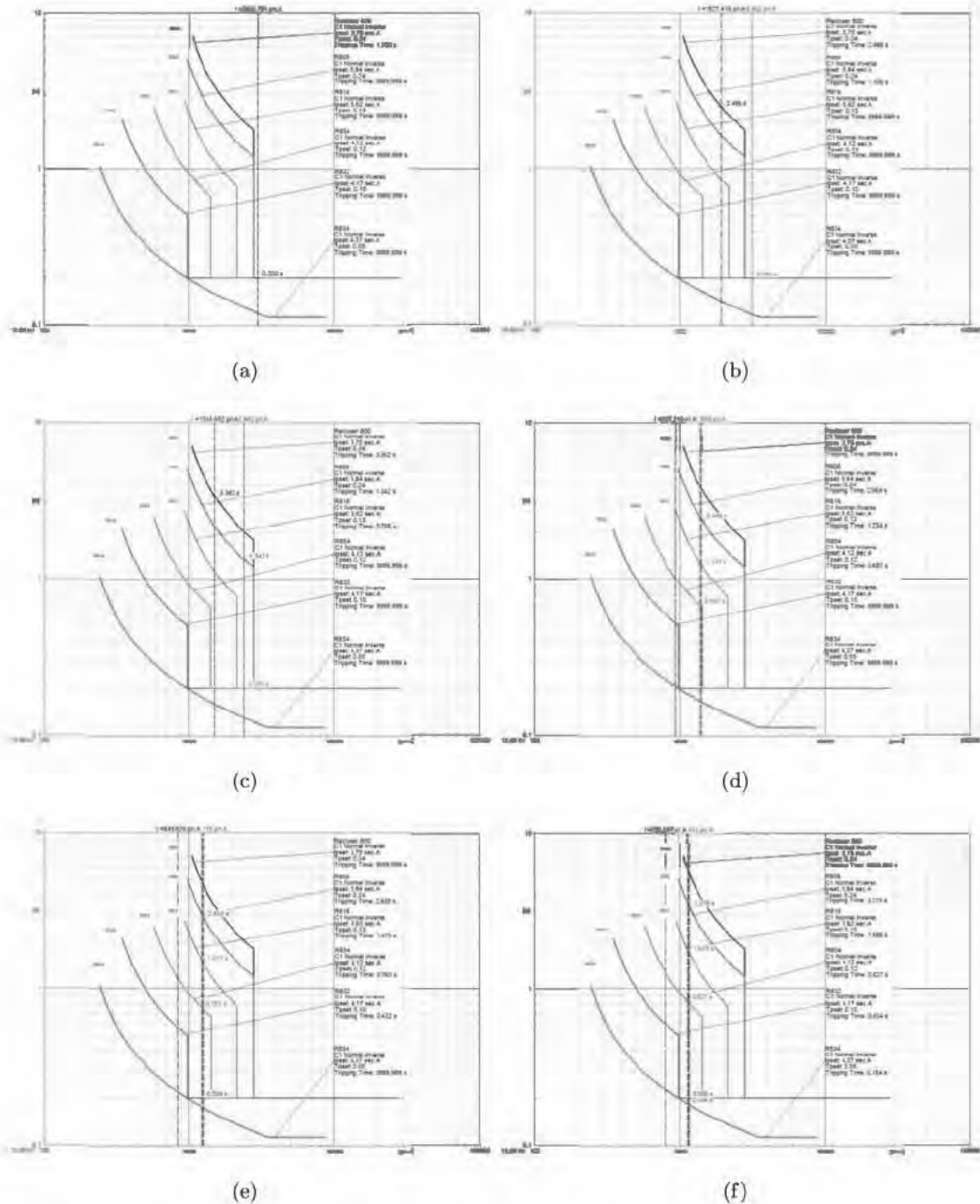


Figura B.3: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito trifásico con 17% de GD en nudo 20. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.

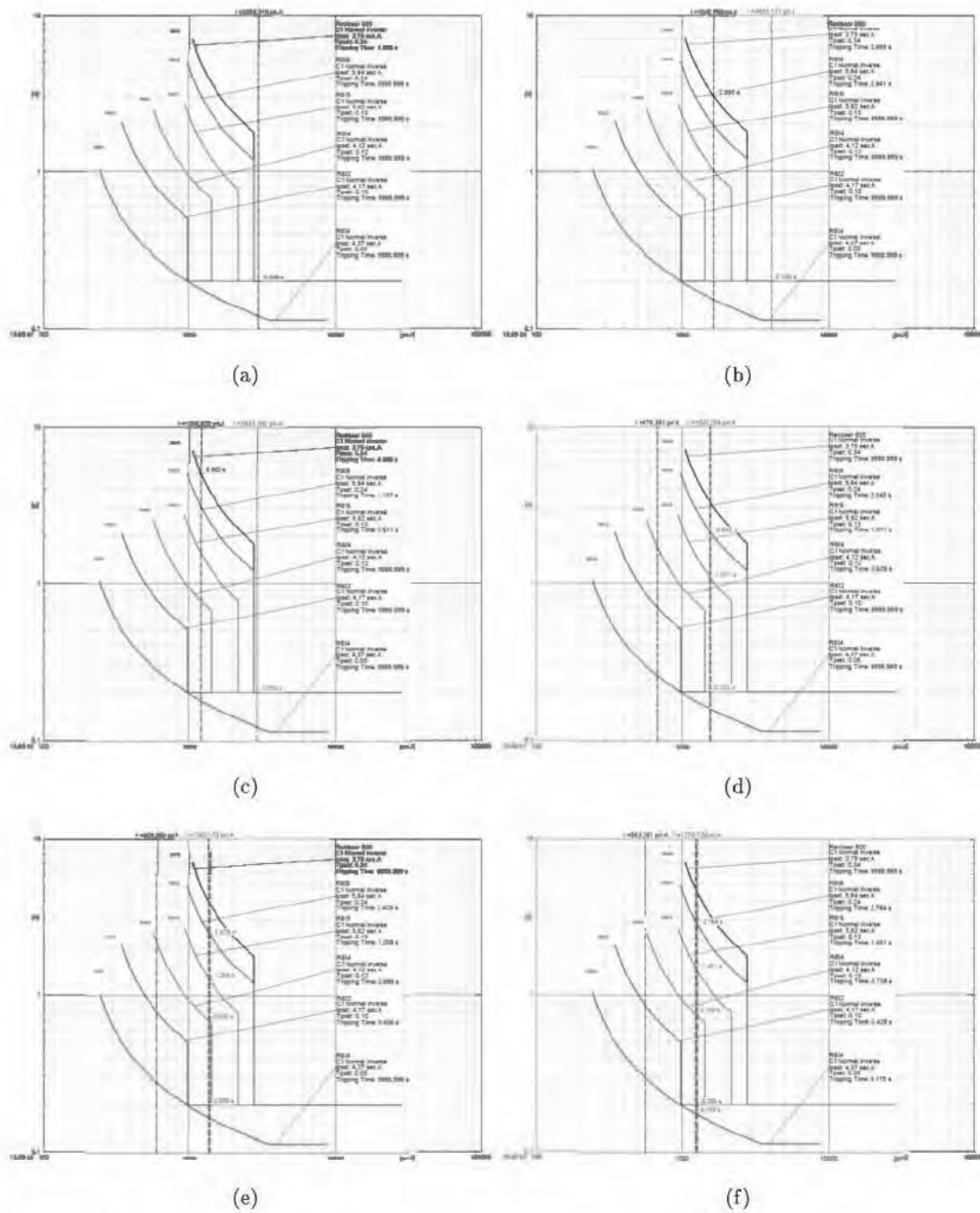


Figura B.4: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito trifásico con 50 % de GD en nudo 20. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.

B.1.1.2. Instalación GD20 y GD22. Cortocircuitos trifásicos.

La gráficas de coordinación B.5 y B.6, representan la repuesta de los dispositivos de protección cuando se inyecta el 17 % y 50 % de manera proporcionada entre las GD instaladas en los nudos 20 y 22.

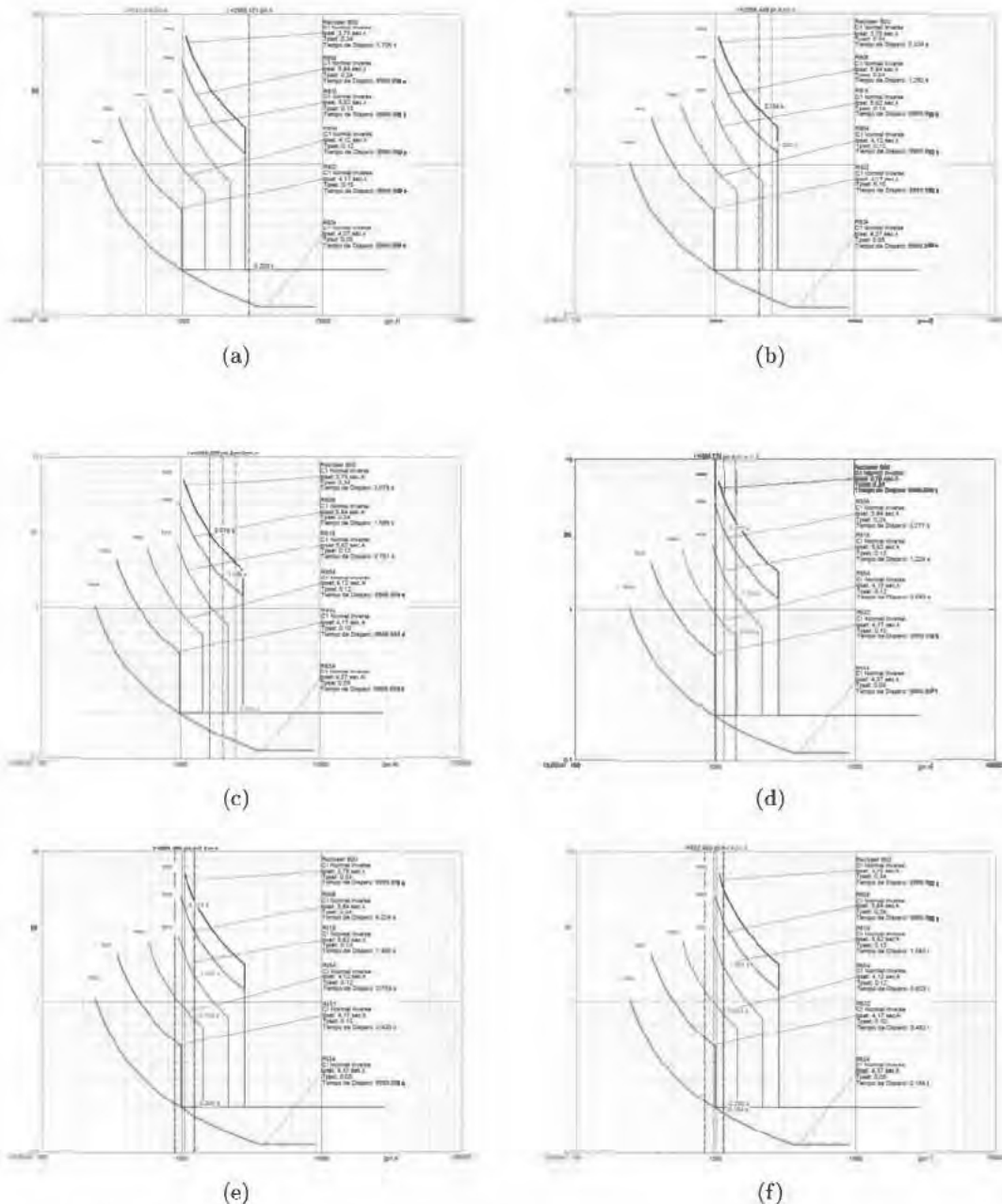


Figura B.5: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito trifásico con 17 % de GD en nudo 20 y nudo 22. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.

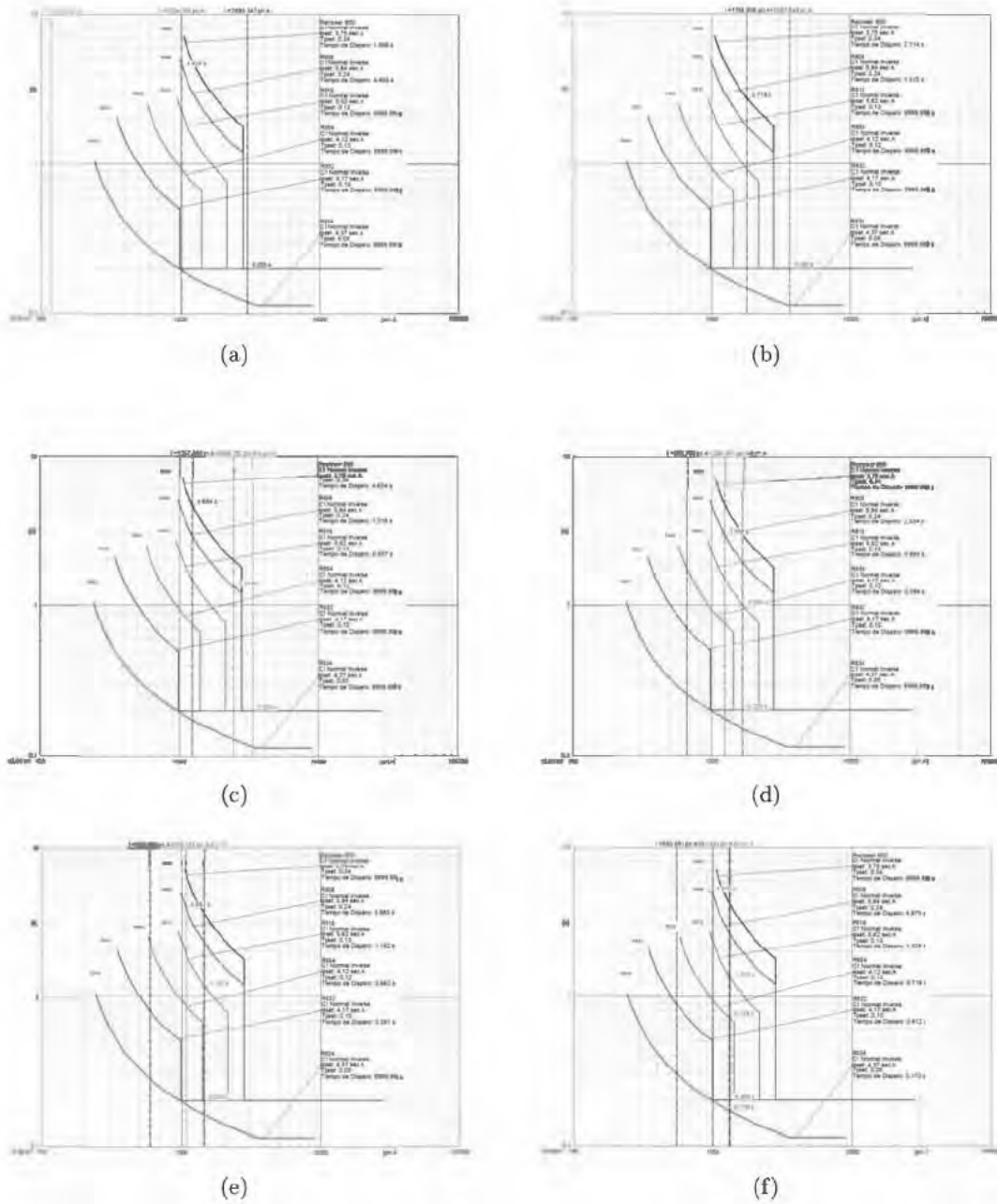


Figura B.6: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito trifásico con 50 % de GD en nudo 20 y nudo 22. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.

B.1.1.3. Instalación GD en nudo 20. Cortocircuito Monofásico

A continuación se representan las curvas de operación de los relés de sobreintensidad para defectos monofásicos a tierra resistivos de alta intensidad, con un nivel de penetración de GD de 17 y 50 % con respecto al total de la carga existente en la red y resistencia de falta variable entre $R=0 \Omega$ a $R=30 \Omega$.

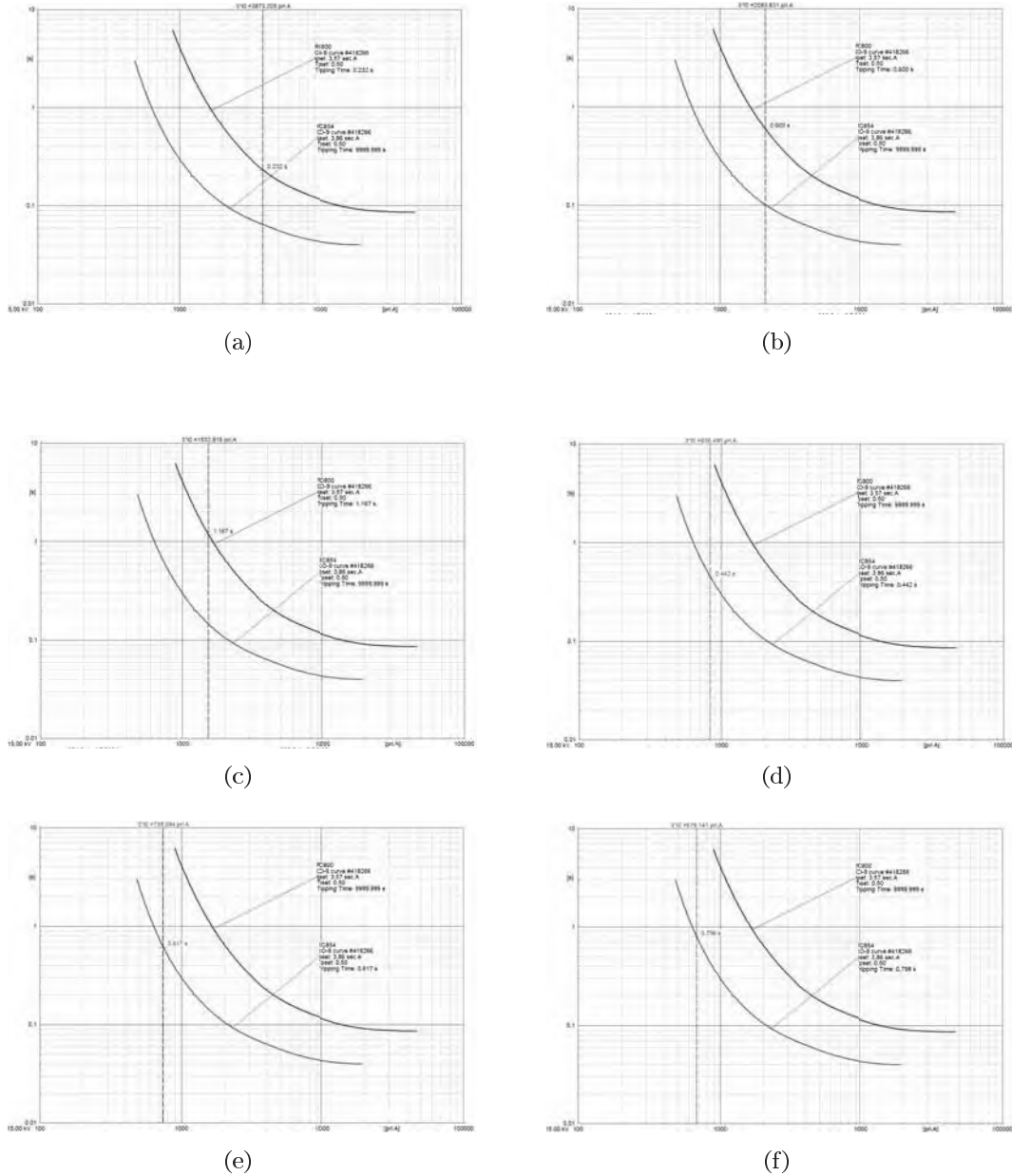
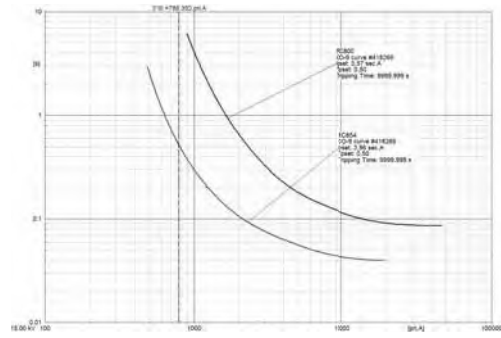
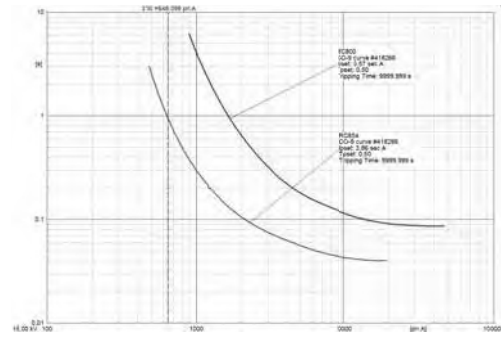


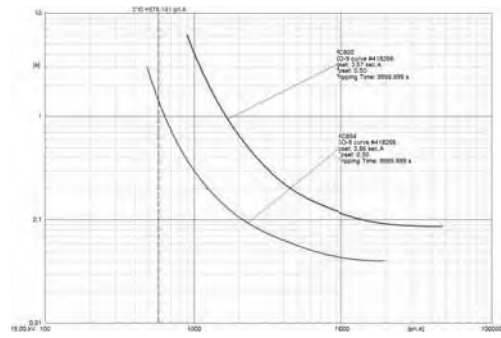
Figura B.7: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 17 % de GD en nudo 20 y $R=0 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.



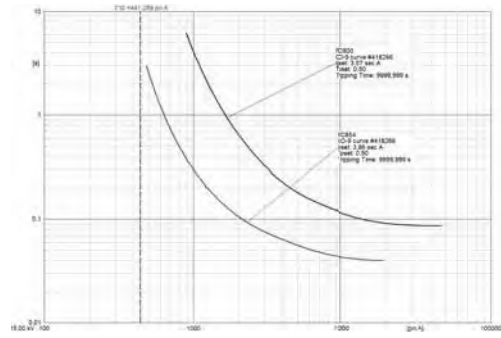
(a)



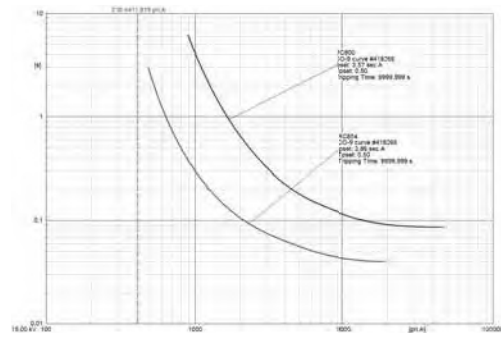
(b)



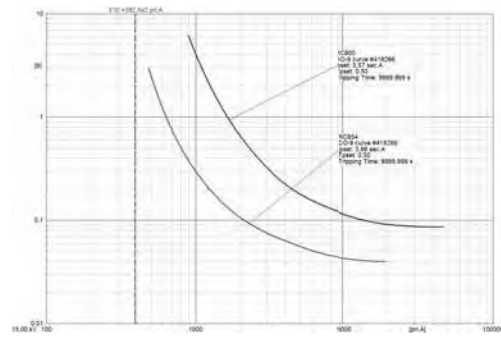
(c)



(d)

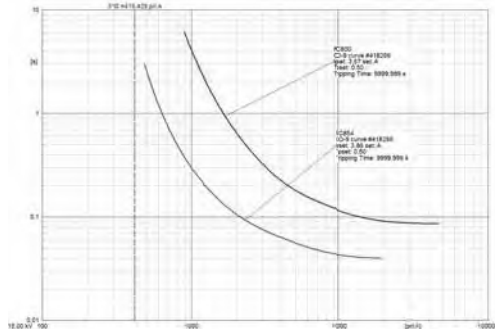


(e)

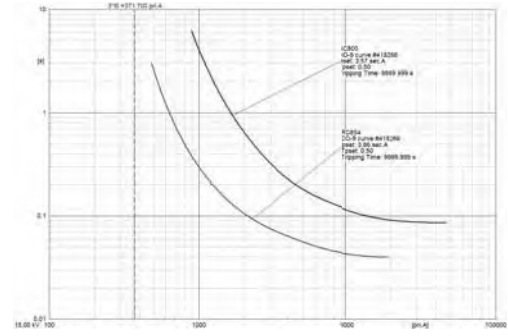


(f)

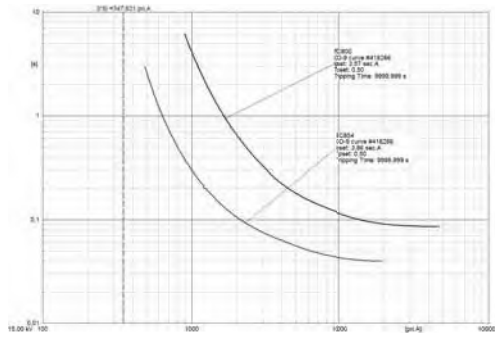
Figura B.8: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 17% de GD en nudo 20 y $R=10\ \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.



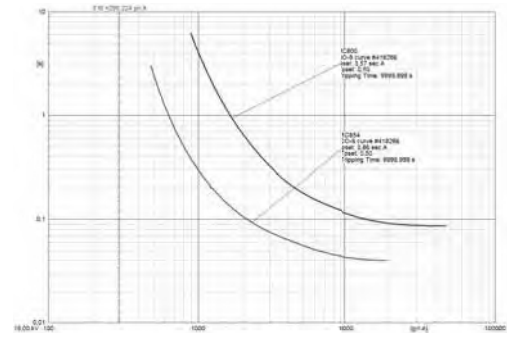
(a)



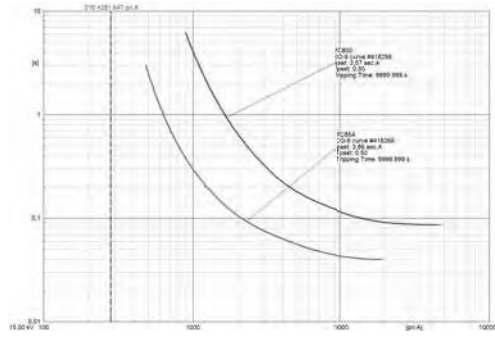
(b)



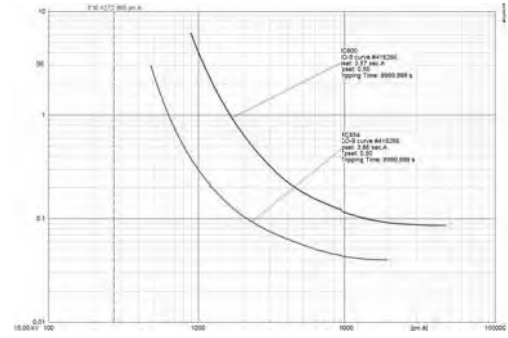
(c)



(d)

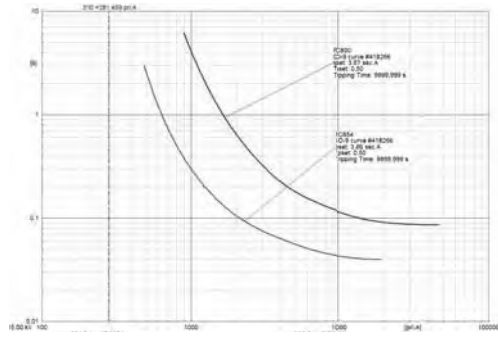


(e)

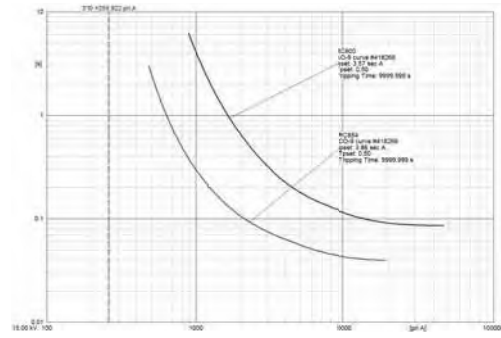


(f)

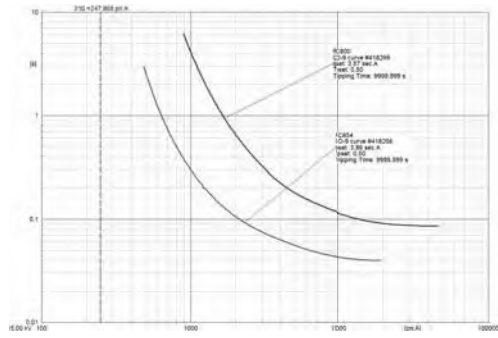
Figura B.9: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 17% de GD en nudo 20 y $R=20\ \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.



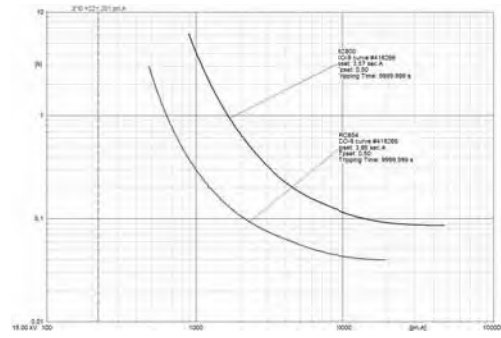
(a)



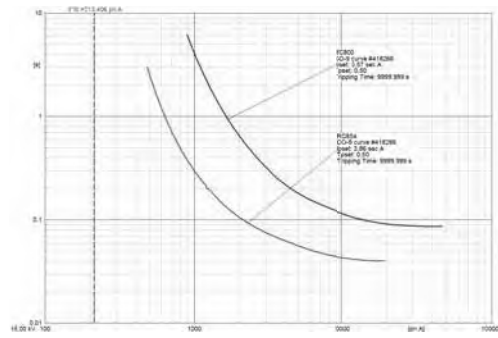
(b)



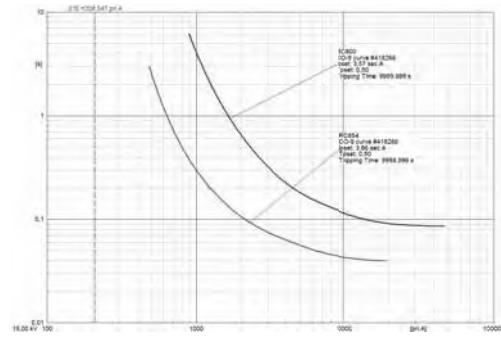
(c)



(d)

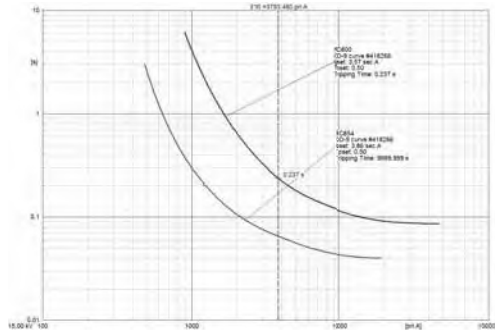


(e)

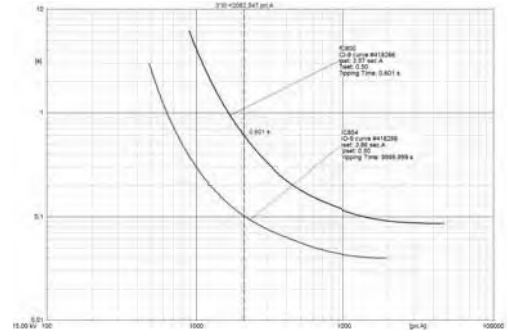


(f)

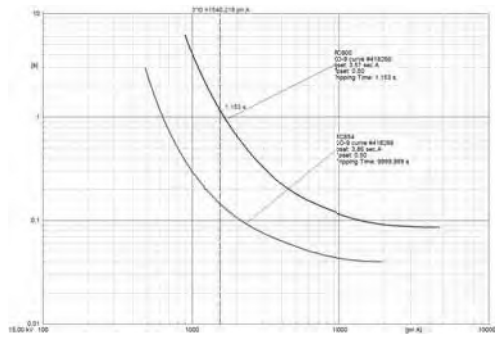
Figura B.10: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 17% de GD en nudo 20 y $R=30 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.



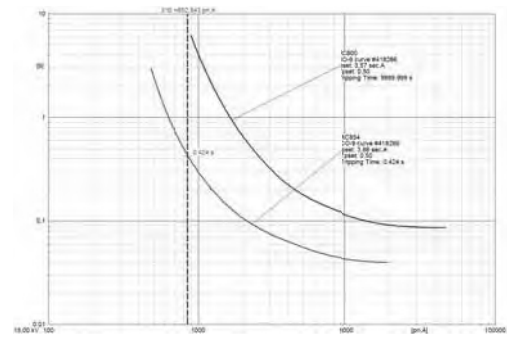
(a)



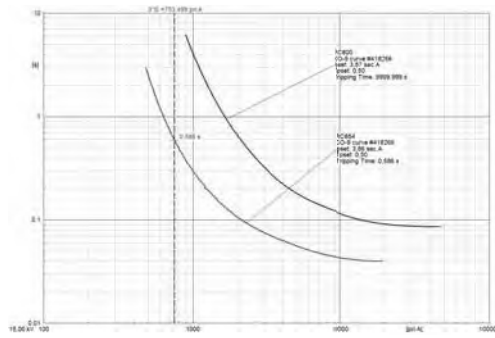
(b)



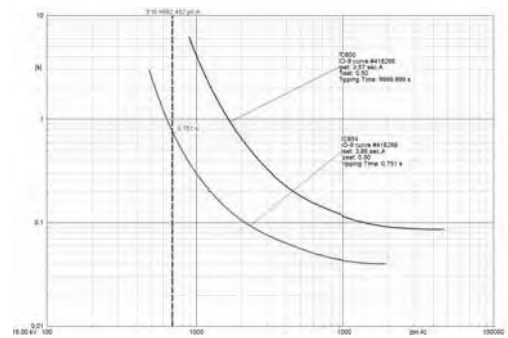
(c)



(d)

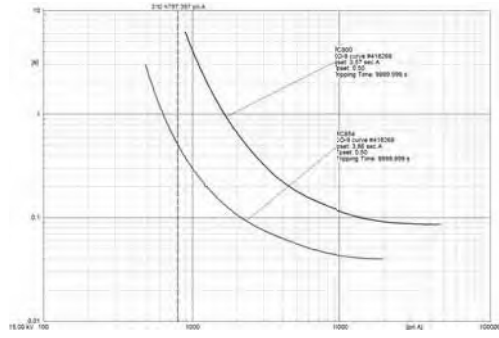


(e)

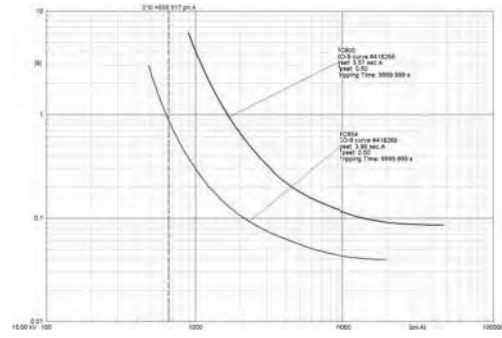


(f)

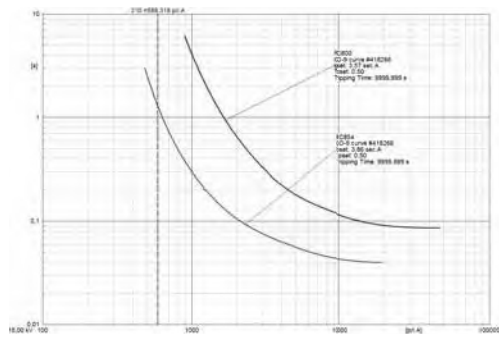
Figura B.11: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 50% de GD en nudo 20 y $R=0 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.



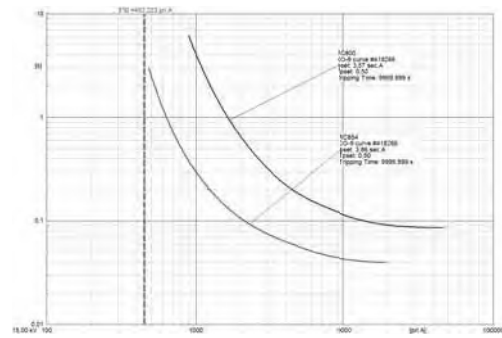
(a)



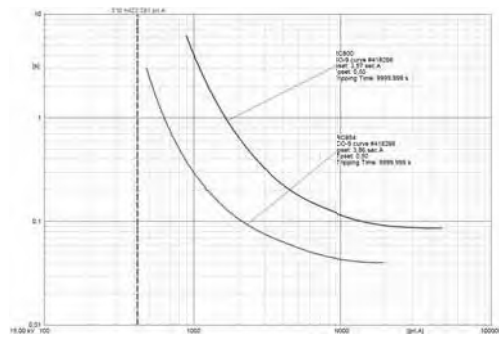
(b)



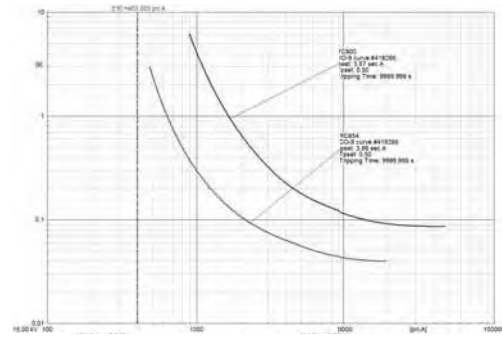
(c)



(d)

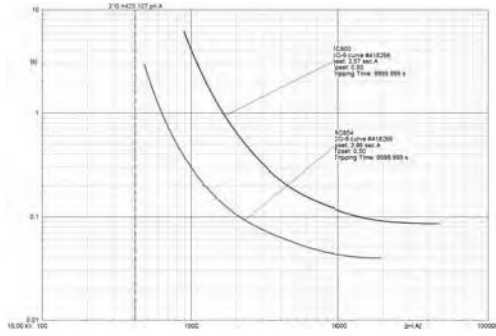


(e)

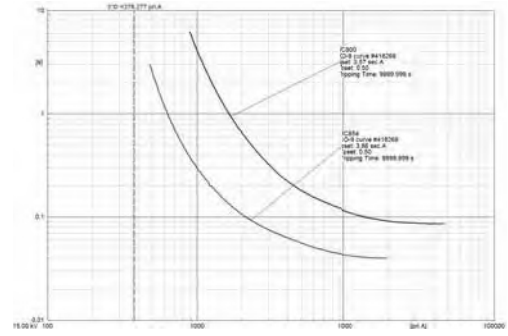


(f)

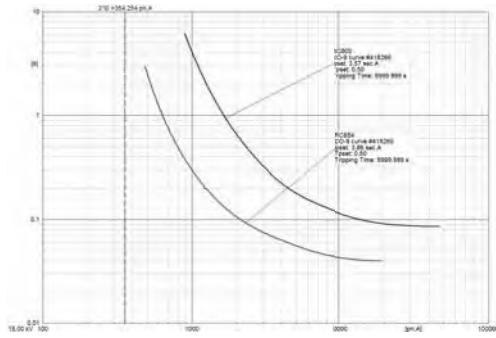
Figura B.12: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 50 % de GD en nudo 20 y $R=10 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.



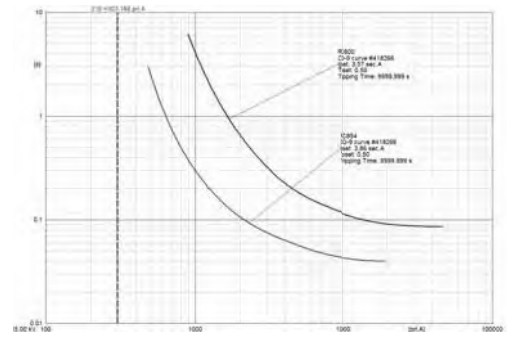
(a)



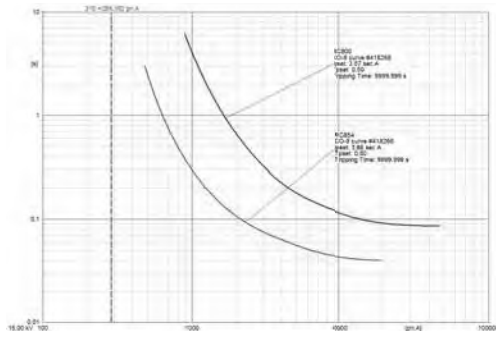
(b)



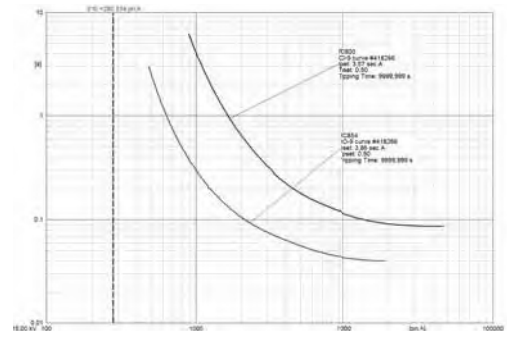
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura B.13: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 50% de GD en nudo 20 y $R=20\ \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.

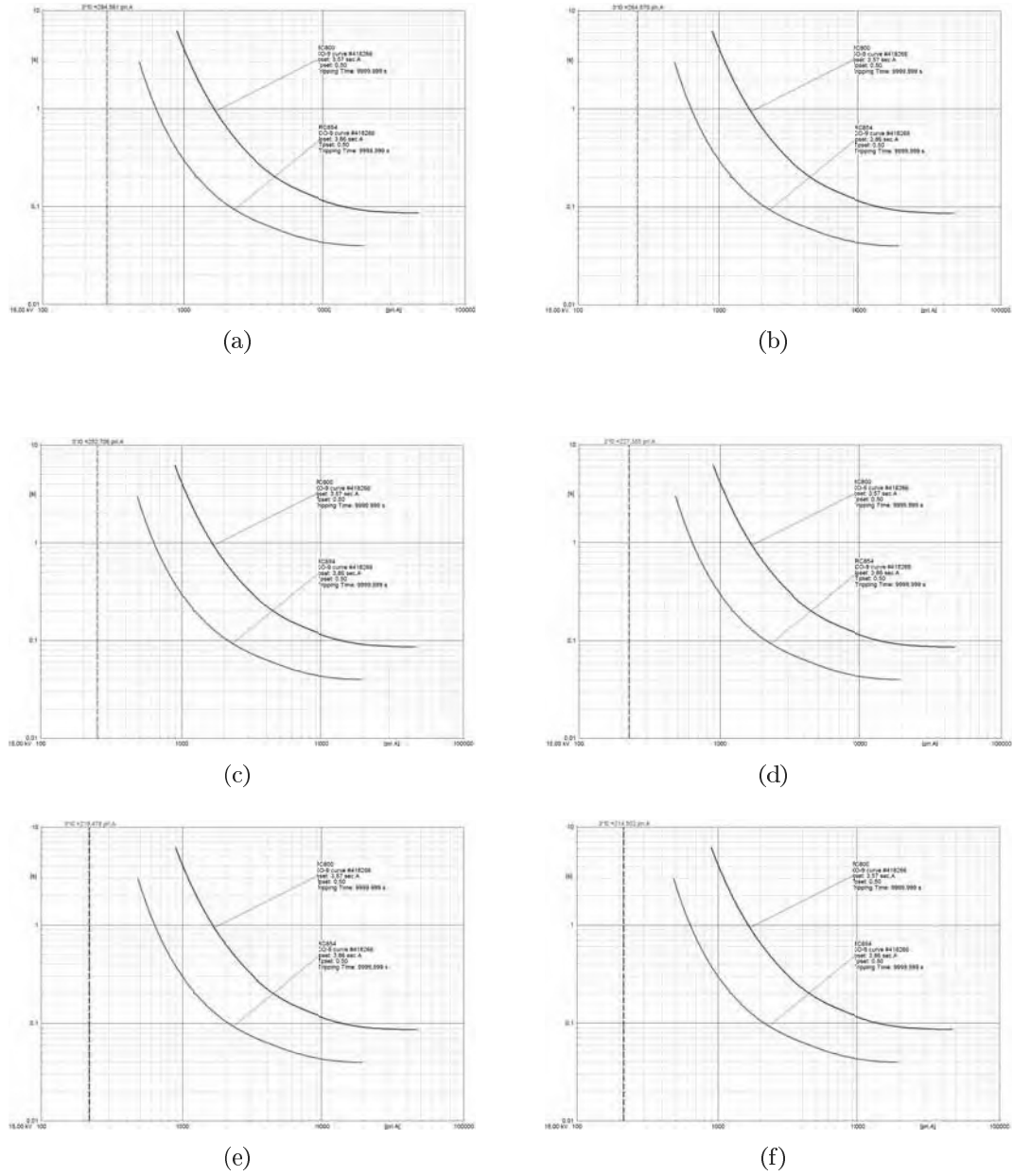


Figura B.14: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 50 % de GD en nudo 20 y $R=30 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.

B.1.1.4. Instalación GD en nudo 20 y nudo 22. Cortocircuito Monofásico

A continuación se representan las curvas de operación de los relés de sobreintensidad para defectos monofásicos a tierra resistivos de alta intensidad, con un nivel de penetración de GD de 17 y 50 % con respecto al total de la carga existente en la red y resistencia de falta variable entre $R=0\ \Omega$ a $R=30\ \Omega$.

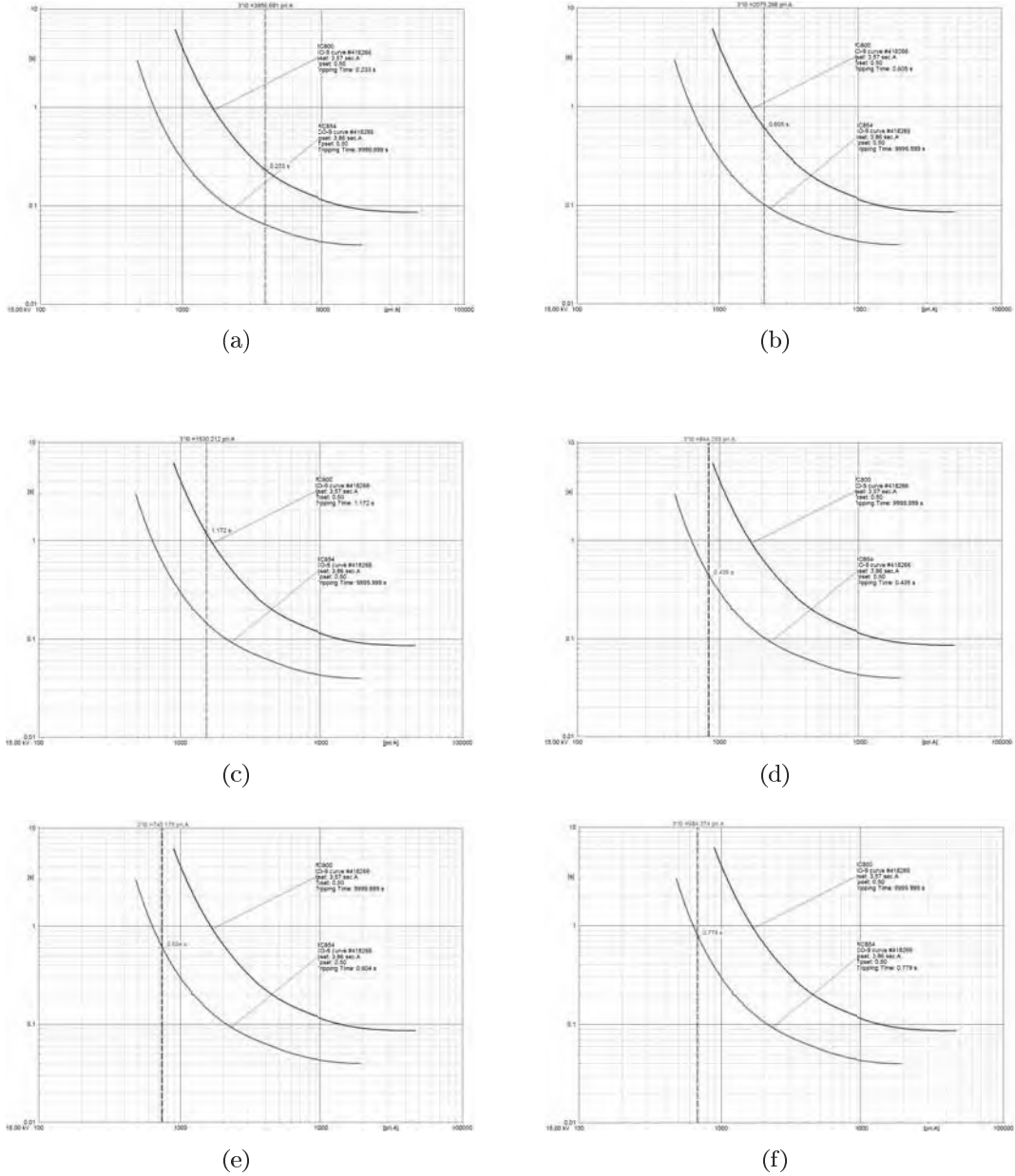
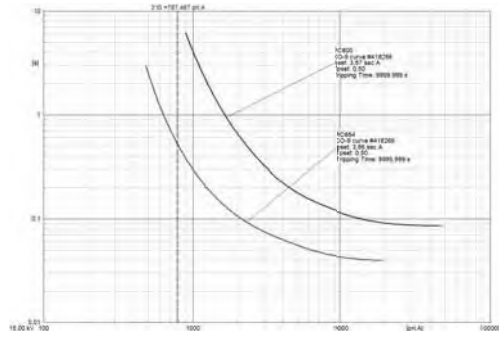
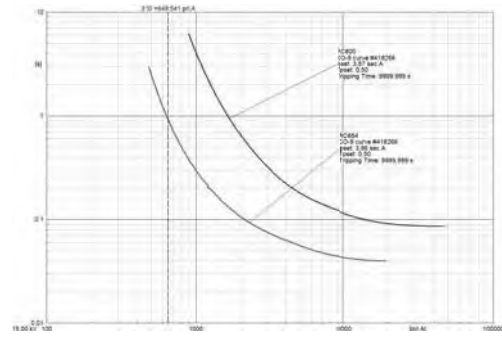


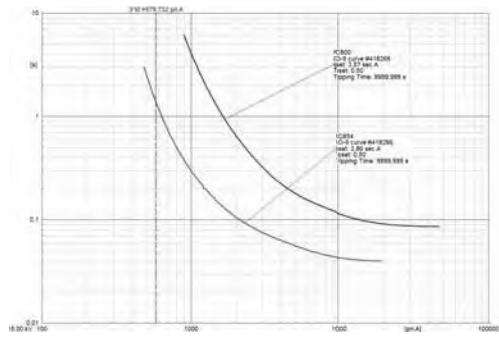
Figura B.15: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 17% de GD en nudo 20 y nudo 22 con $R=0\ \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.



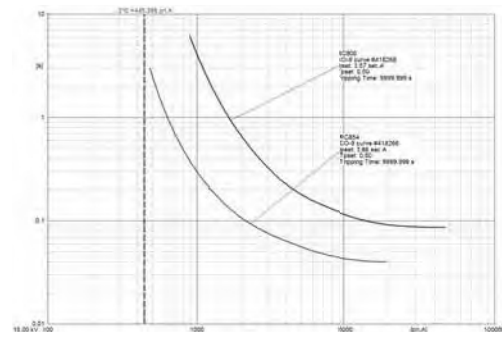
(a)



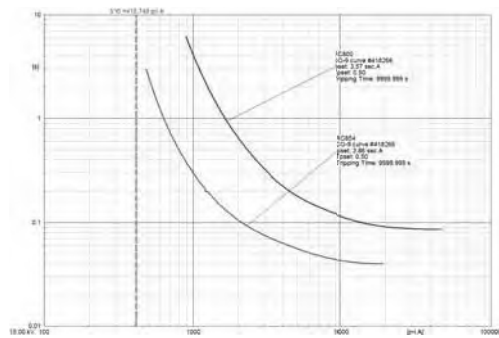
(b)



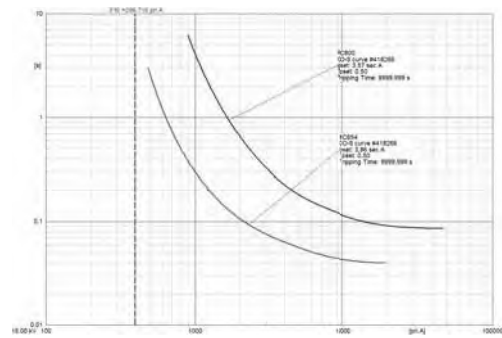
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura B.16: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 17% de GD en nudo 20 y nudo 22 con $R=10\ \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.

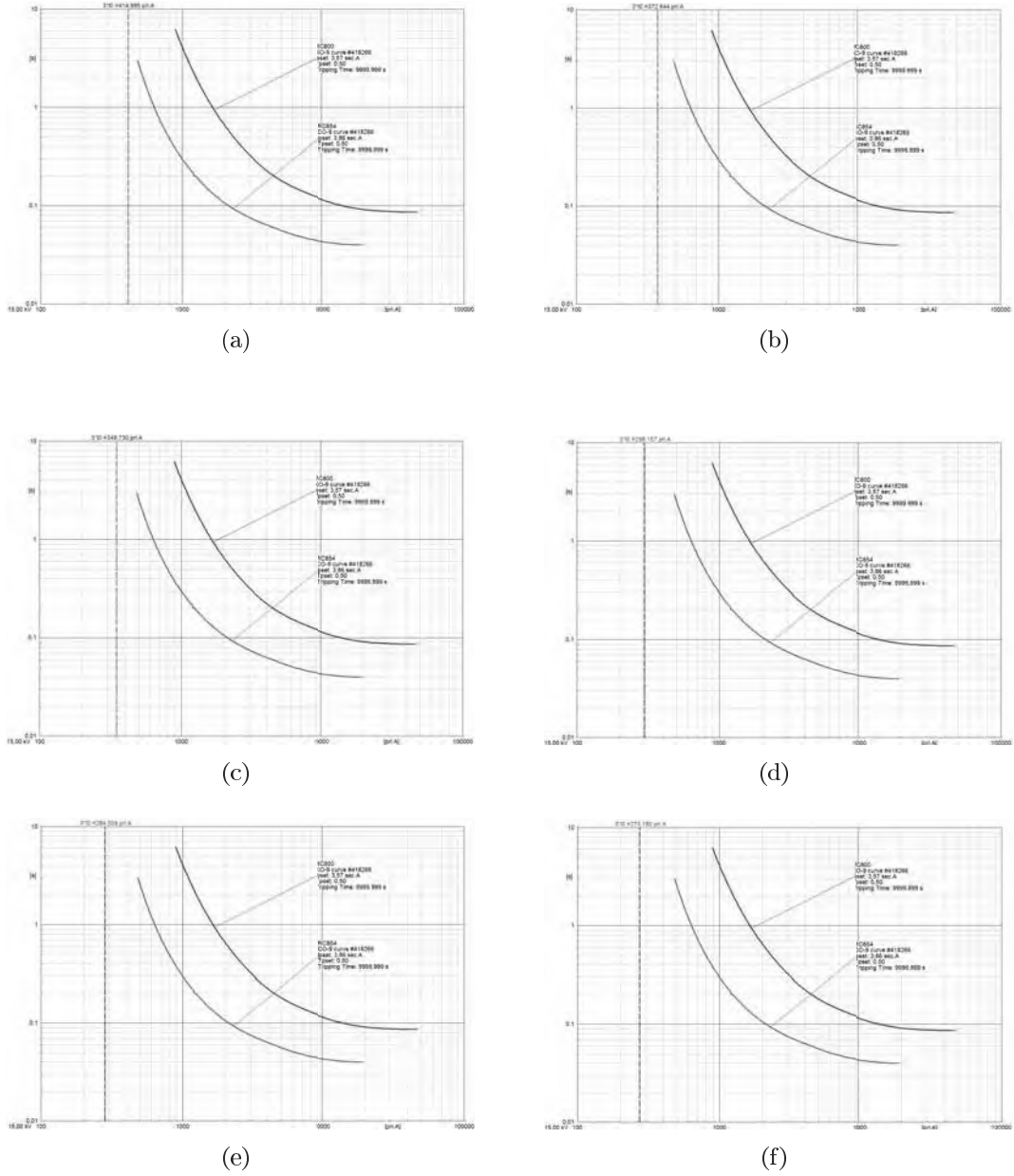
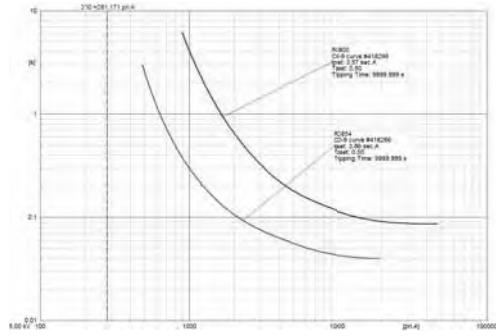
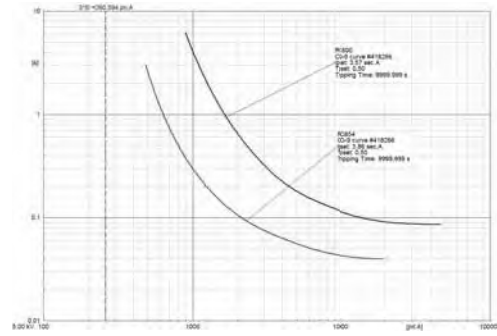


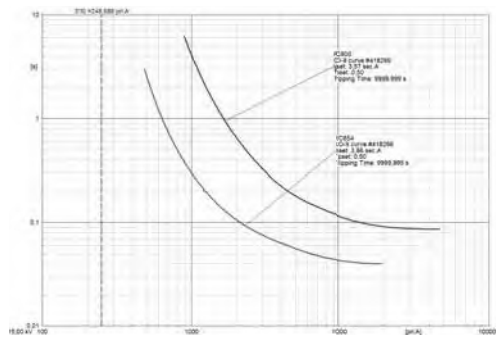
Figura B.17: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 17% de GD en nudo 20 y nudo 22 con $R=20\ \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.



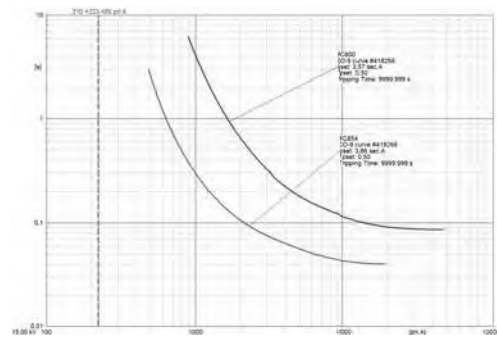
(a)



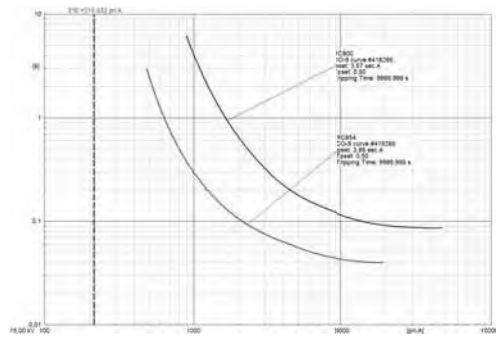
(b)



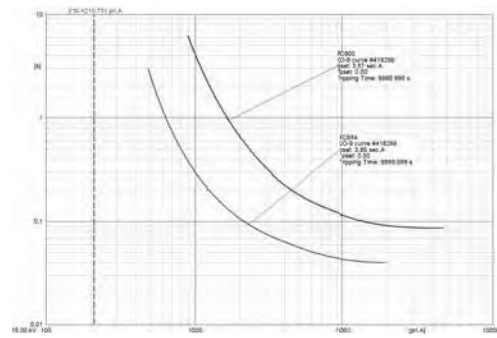
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura B.18: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 17% de GD en nudo 20 con $R=30\ \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.

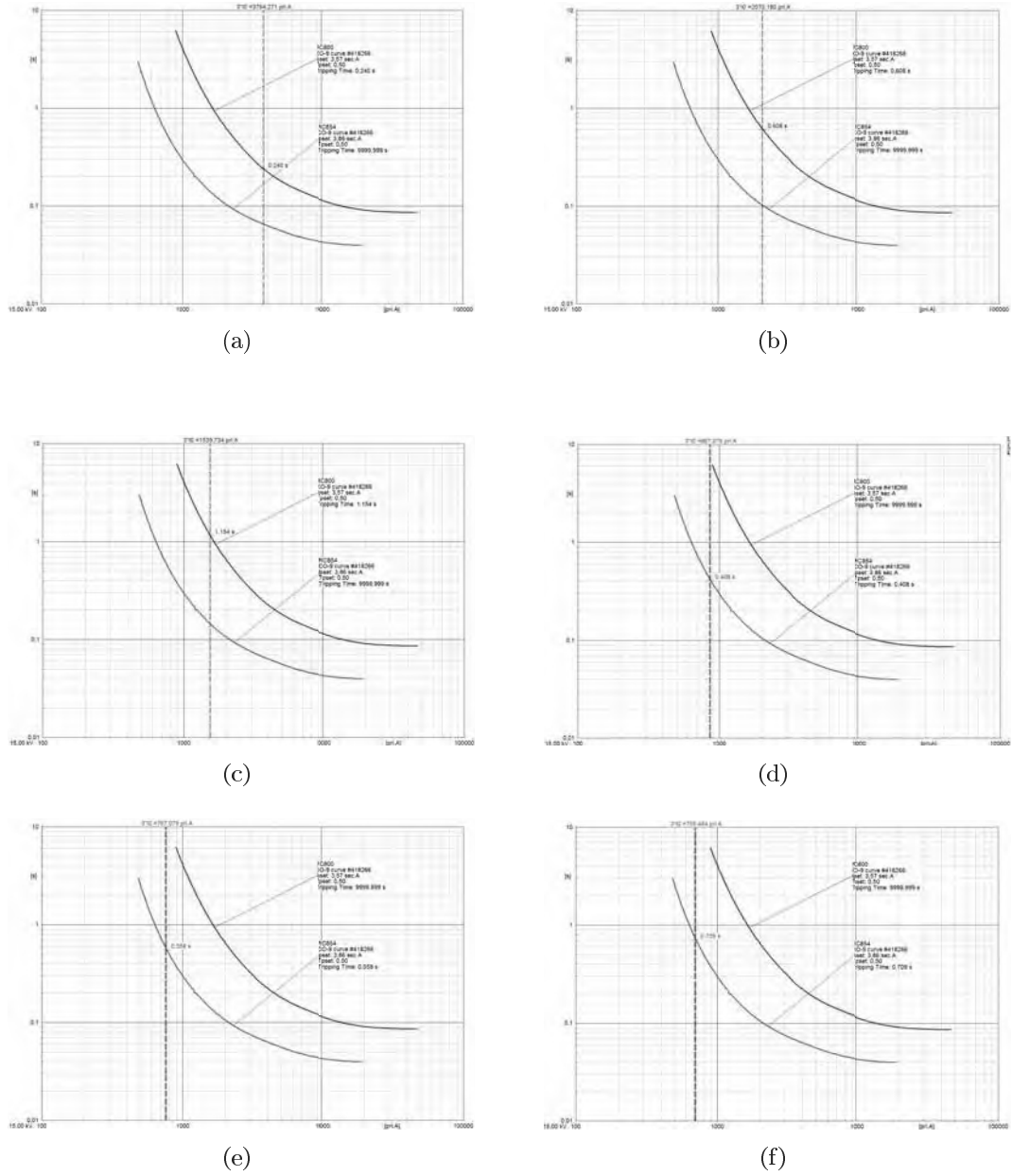
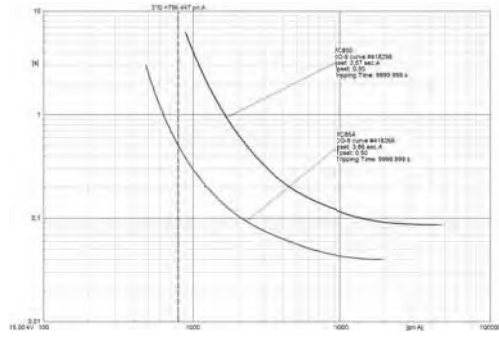
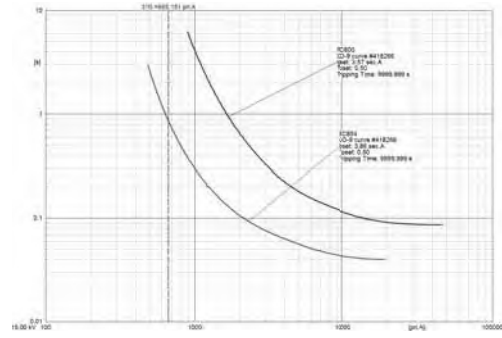


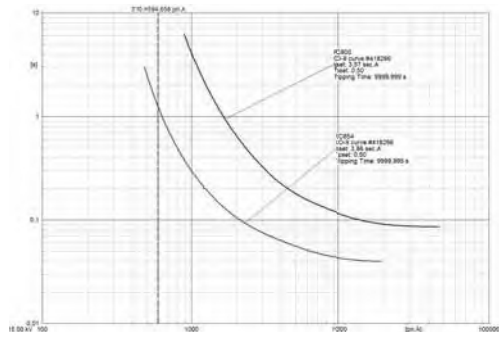
Figura B.19: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 50 % de GD en nudo 20 y nudo 22 con $R=0 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.



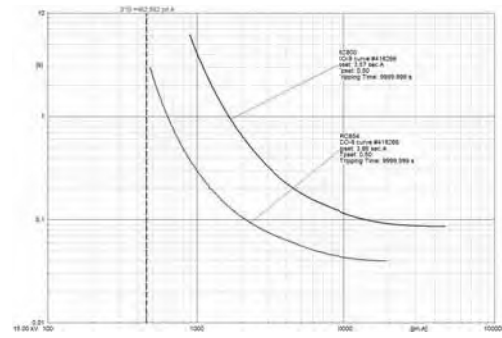
(a)



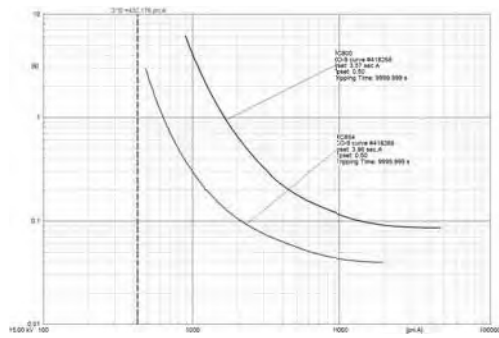
(b)



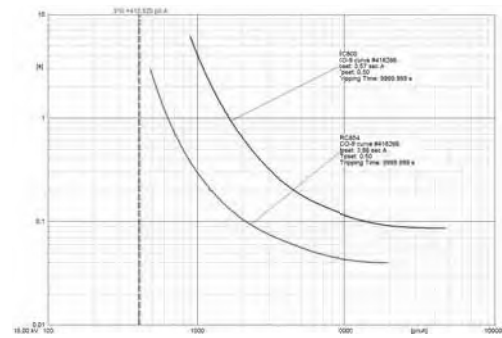
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura B.20: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 50 % de GD en nudo 20 y nudo 22 con $R=10 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.

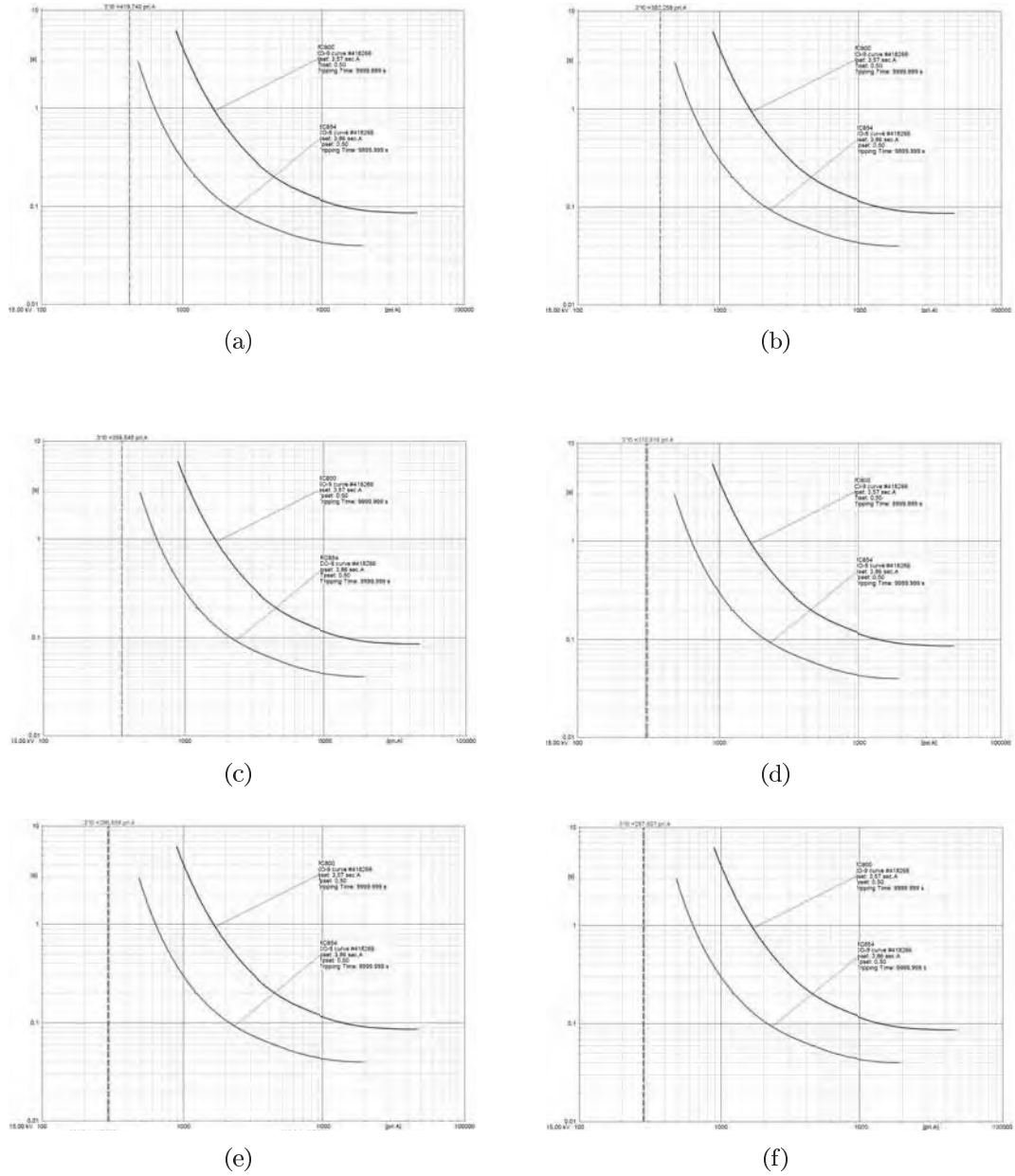
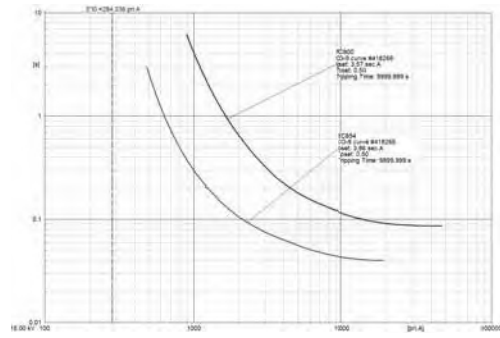
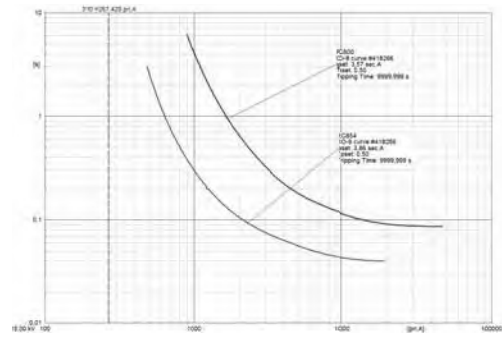


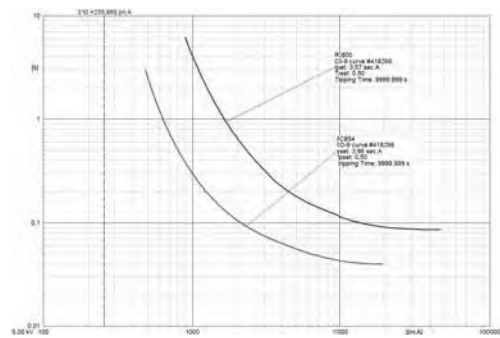
Figura B.21: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 50 % de GD en nudo 20 y nudo 22 con $R=20 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.



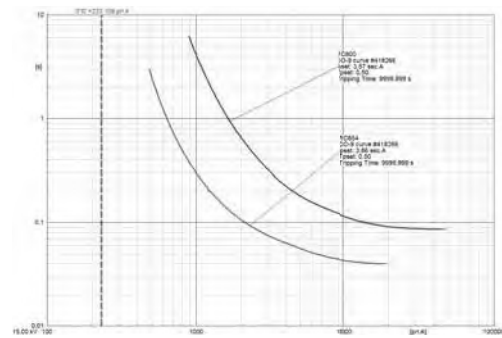
(a)



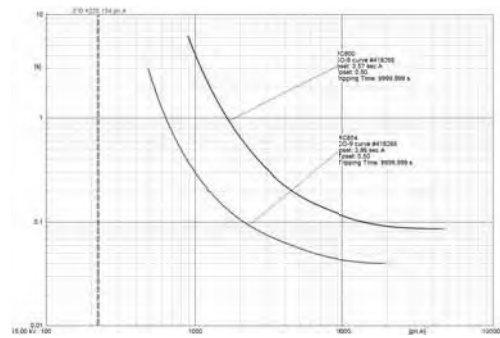
(b)



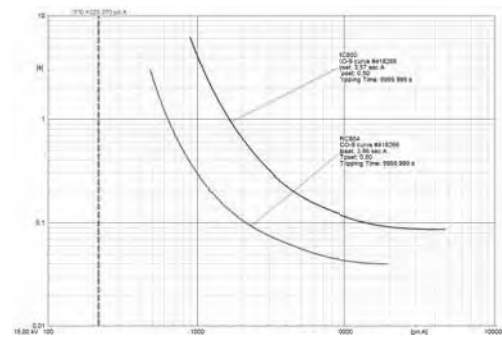
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura B.22: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico con 50 % de GD en nudo 20 y nudo 22 con $R=30 \Omega$. a) Zona 1. b) Zona 2. c) Zona 3. d) Zona 4. e) Zona 5. f) Zona 6.

B.1.2. Líneas derivadas 4 y 5

En esta sección se mostrarán los resultados obtenidos con la coordinación clásica de las protecciones instaladas en las líneas derivadas 4 y 5.

B.1.2.1. Línea derivada 4

La tabla B.23 muestra los valores de intensidad de cortocircuitos para cortocircuitos trifásicos y monofásicos para las faltas localizadas en F24 y F25.

Tipo de falta		Sin DG				F24								F25								
		F24		F25		DG 20				DG20+22				DG 20				DG 20+22				
		Isc (A)	t(s)	Isc (A)	t(s)	17%	50%	100%	17%	50%	100%	17%	50%	100%	17%	50%	100%	17%	50%	100%		
TRIFÁSICA	OCRA1	1087	0.2	1028.46	0.5	1266	0.46	1426	0.2	1294	0.2	1488	0.2	1204.56	0.47	1326	0.2	1212	0.49	1380.4	0.2	
	OCRA3	-	-	1836.2	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	1104.58	0.2	1326	0.3	1212	0.3	1380.4	0.2	
MONOFÁSICA	R=0	OCRA1	792	0.5	742	0.5	426	3.51	846	0.2	832	0.53	865	0.3	771	0.53	789	0.53	777	0.53	806	0.52
		OCRA2	-	-	723	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	762	0.22	769	0.21	758	0.21	788	0.21
	R=10	OCRA1	463.7	0.7	447	0.7	474.8	0.69	484	0.88	478	0.68	488	0.67	458	0.7	464	0.7	461	0.70	471	0.69
		OCRA2	-	-	423	0.27	-	-	-	-	-	-	-	-	432	0.27	439	0.27	437	0.27	448	0.27
	R=20	OCRA1	344.5	0.87	327	0.89	348	0.86	343	0.85	342	0.86	347	0.85	332	0.87	335	0.87	334	0.87	339	0.86
		OCRA2	-	-	300	0.33	-	-	-	-	-	-	-	-	305	0.32	309	0.33	308	0.32	313	0.32
	R=30	OCRA1	267.41	1.05	263	1.05	278	1.04	273	1.03	272	1.03	275	1.02	266	1.05	268	1.04	267	1.05	271	1.04
		OCRA2	-	-	235	0.38	-	-	-	-	-	-	-	-	238	0.37	241	0.37	240	0.37	243	0.37

Tabla B.23: Valores Intensidad de cortocircuito trifásicos y monofásicos. Tiempo de actuación de los OCR de la línea derivada 4

A continuación se muestran las curvas características de coordinación para los escenarios propuestos en la tabla B.23.

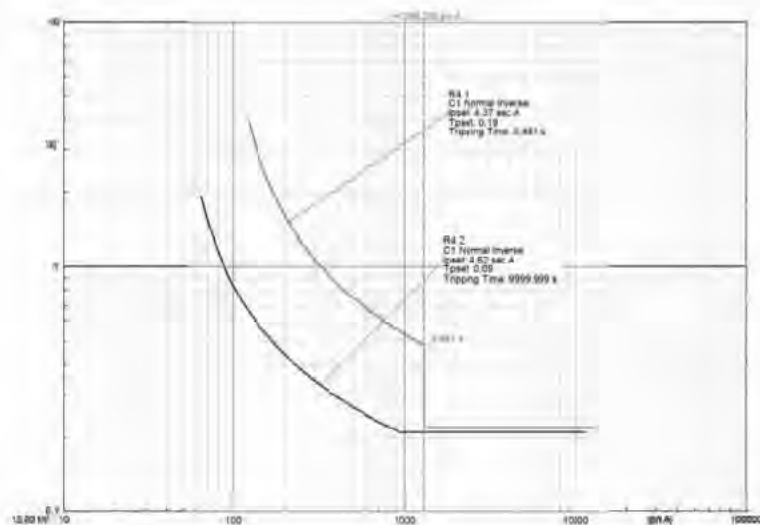


Figura B.24: Característica operación para cortocircuito trifásico en F24 con 17 % GD en nudo 20.

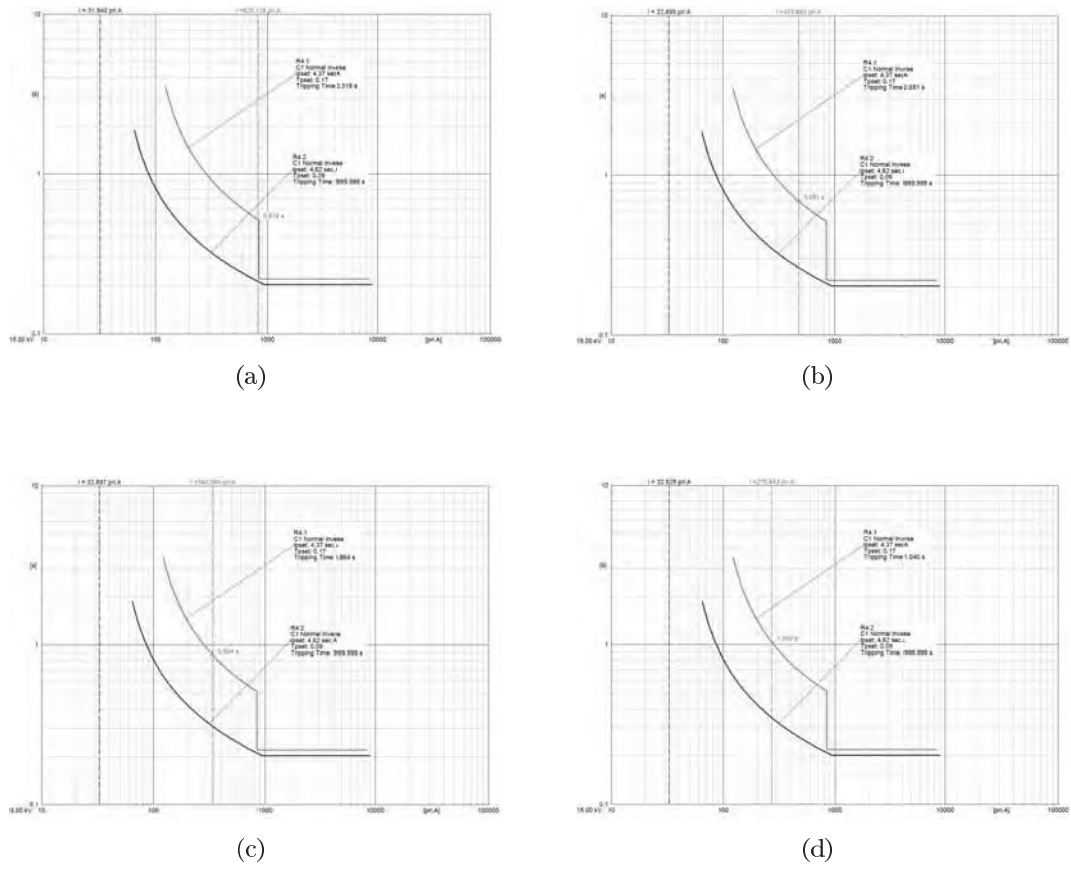


Figura B.25: Respuesta de los dispositivos de protección de cada zona ante cortocircuito monofásico en F24 con 17% de GD en nudo 20 . a) $R=0 \Omega$. b) $R=10 \Omega$. c) $R=20 \Omega$. d) $R=30 \Omega$.

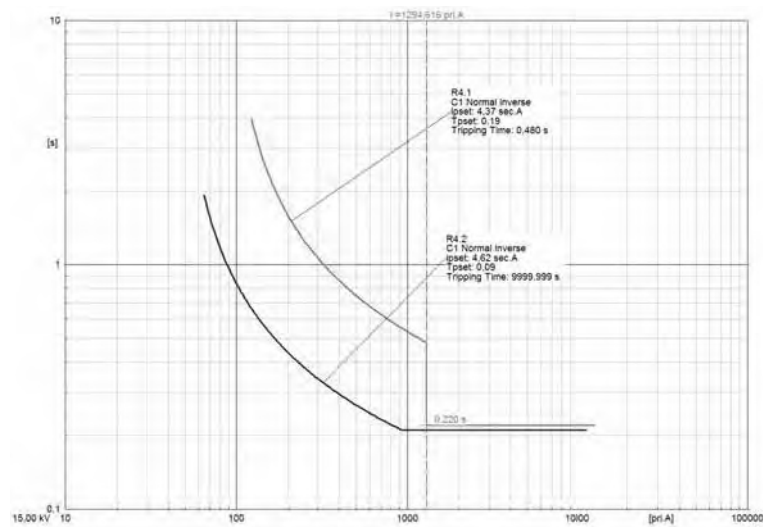


Figura B.26: Característica operación para cortocircuito trifásico en F24 con 17% GD en nudo 20 nudo 22.

B.1. Resultados obtenidos por coordinación clásica de protecciones

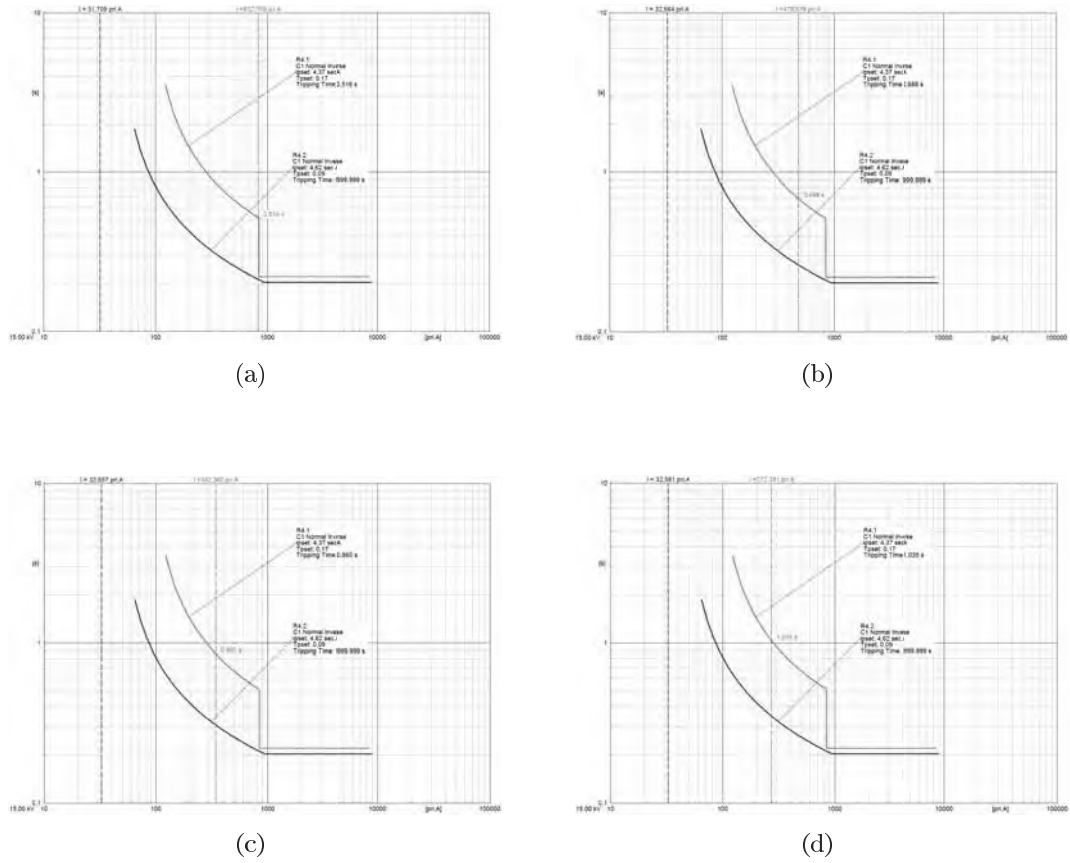


Figura B.27: Respuesta de los dispositivos de protección de línea derivada 4 con cortocircuito monofásico en F24 con 17 % de GD en nudo 20 y nudo 22. a) $R=0 \Omega$. b) $R=10 \Omega$. c) $R=20 \Omega$. d) $R=30 \Omega$.

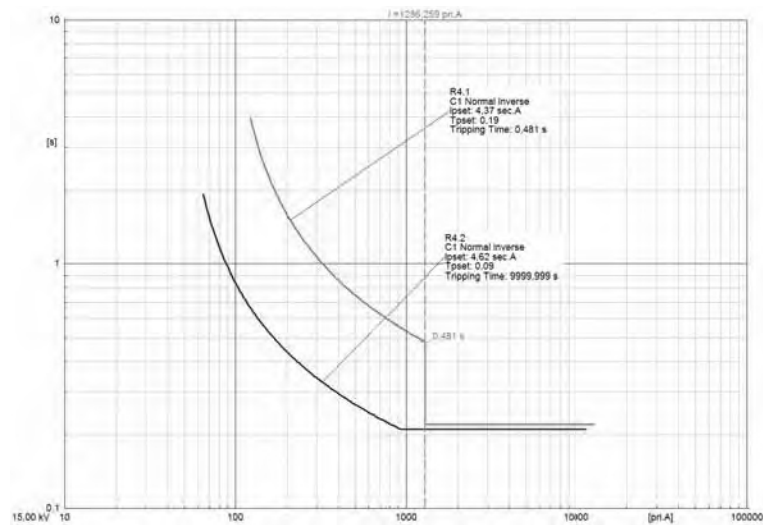


Figura B.28: Característica operación para cortocircuito trifásico en F24 con 50 % GD en nudo 20.

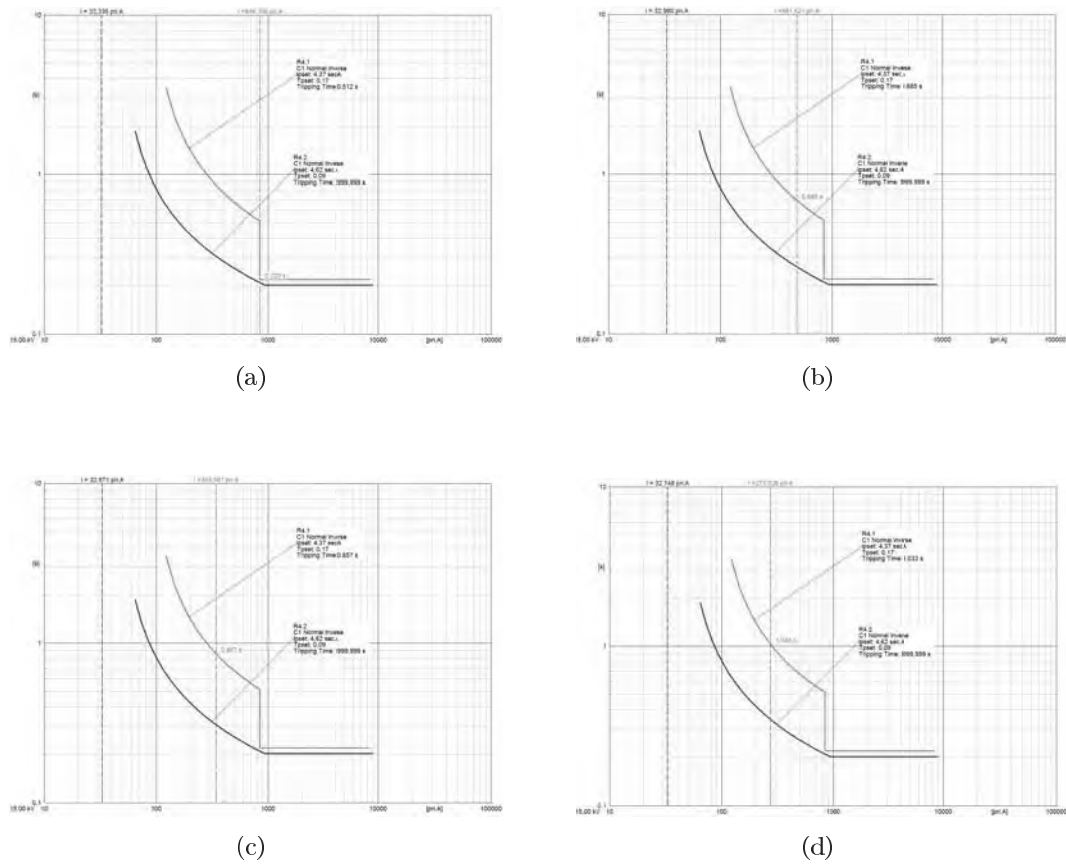


Figura B.29: Respuesta de los dispositivos de línea derivada 4 ante cortocircuito monofásico en F24 con 50 % de GD en nudo 20 . a) $R=0 \Omega$. b) $R=10 \Omega$. c) $R=20 \Omega$. d) $R=30 \Omega$.

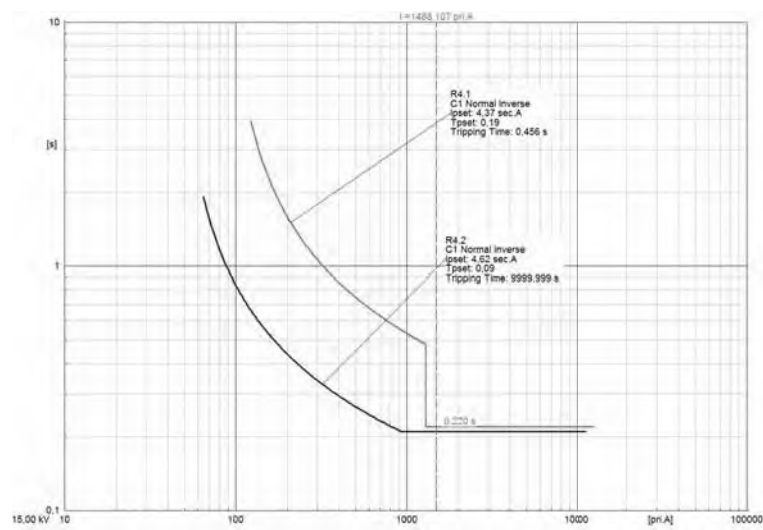


Figura B.30: Característica operación para cortocircuito trifásico en F24 con 50 % GD en nudo 20 y nudo 22.

B.1. Resultados obtenidos por coordinación clásica de protecciones

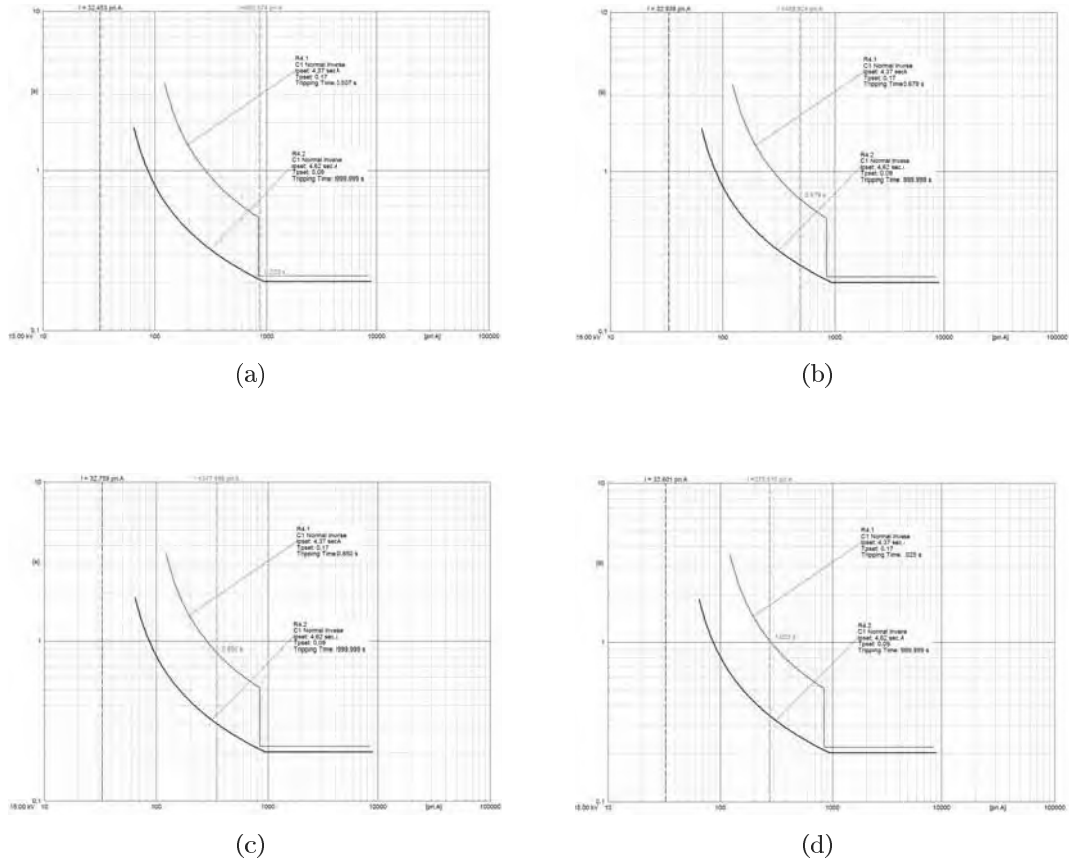


Figura B.31: Respuesta de los dispositivos de línea derivada 4 ante cortocircuito monofásico en F24 con 50 % de GD en nudo 20 y nudo 22. a) $R=0 \Omega$. b) $R=10 \Omega$. c) $R=20 \Omega$. d) $R=30 \Omega$.

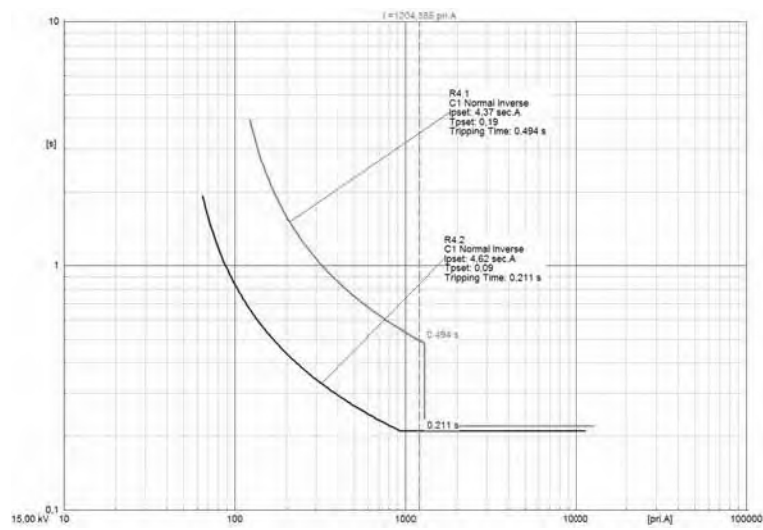
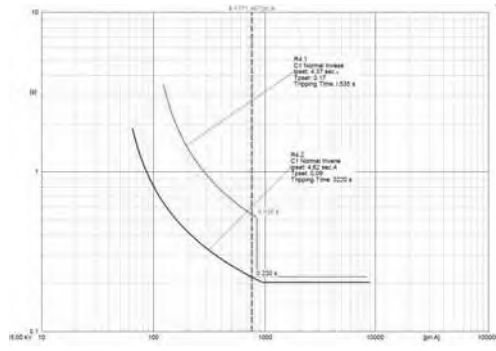
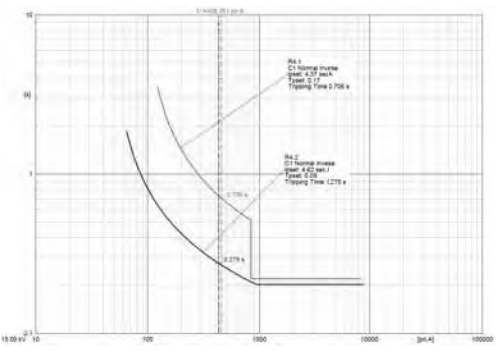


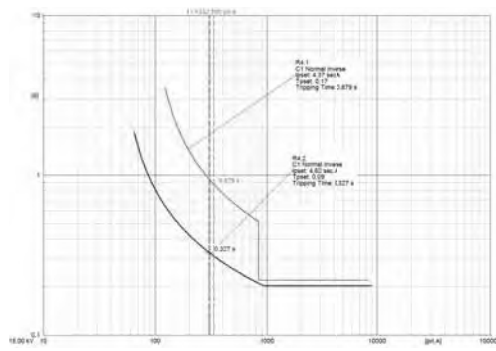
Figura B.32: Característica operación para cortocircuito trifásico en F25 con 17% GD en nudo 20.



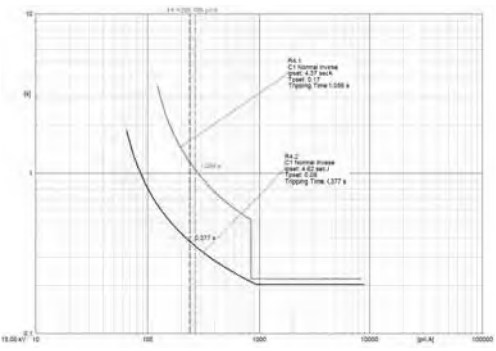
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura B.33: Respuesta de los dispositivos de línea derivada 4 ante cortocircuito monofásico en F25 con 17% de GD en nudo 20. a) $R=0 \Omega$. b) $R=10 \Omega$. c) $R=20 \Omega$. d) $R=30 \Omega$.

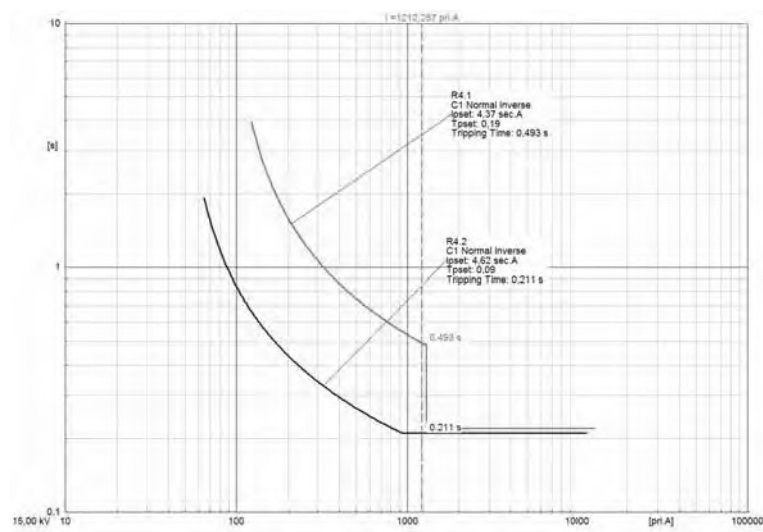


Figura B.34: Característica operación para cortocircuito trifásico en F25 con 17% GD en nudo 20 y nudo 22.

B.1. Resultados obtenidos por coordinación clásica de protecciones

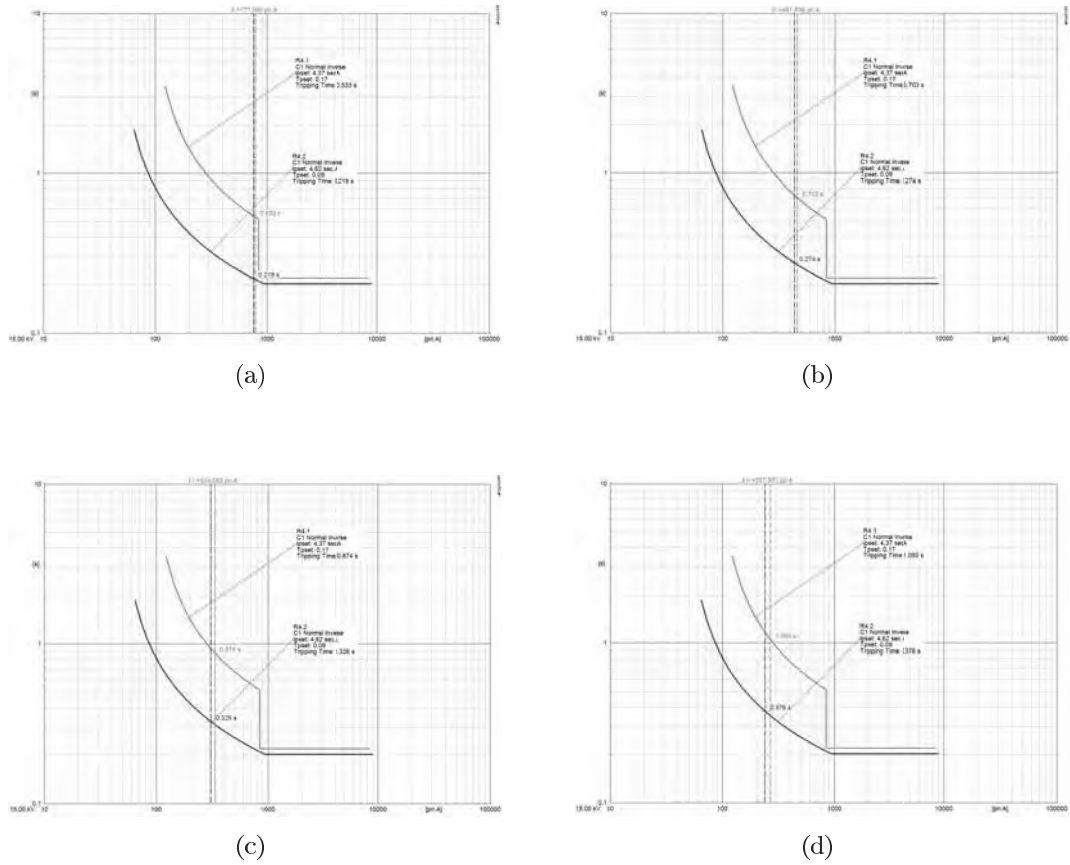


Figura B.35: Respuesta de los dispositivos de línea derivada 4 ante cortocircuito monofásico en F25 con 17 % de GD en nudo 20 y nudo 22. a) $R=0 \Omega$. b) $R=10 \Omega$. c) $R=20 \Omega$. d) $R=30 \Omega$.

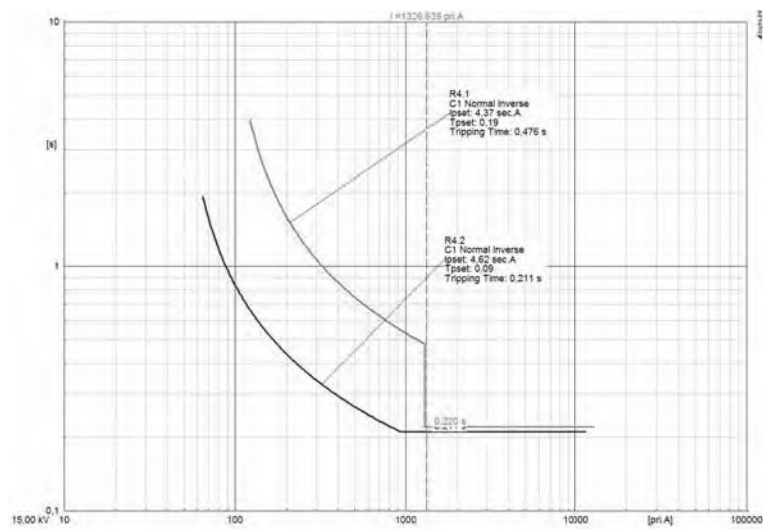
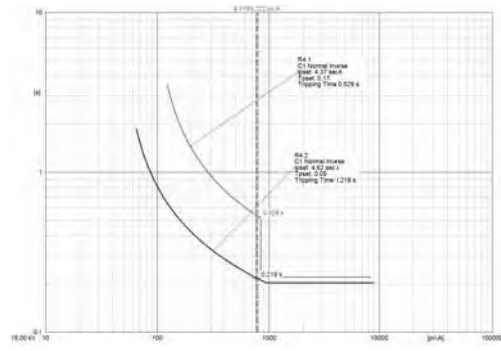
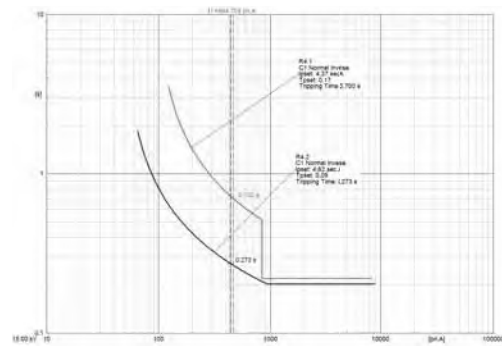


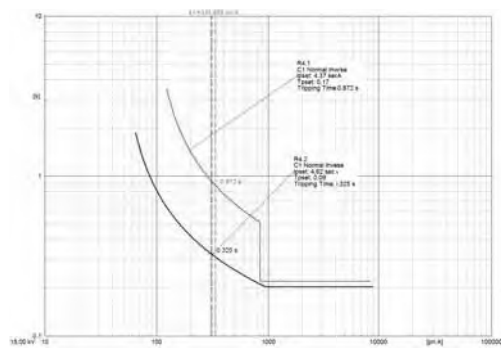
Figura B.36: Característica operación para cortocircuito trifásico en F25 con 50 % GD en nudo 20.



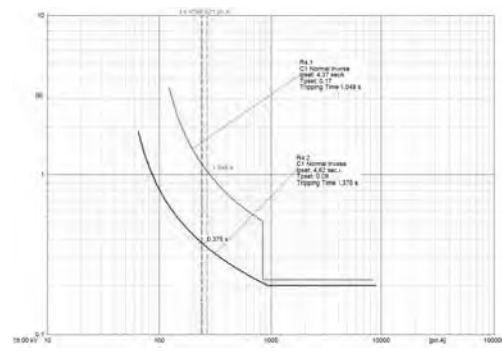
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura B.37: Respuesta de los dispositivos de línea derivada 4 ante cortocircuito monofásico en F25 con 50 % de GD en nudo 20. a) $R=0 \Omega$. b) $R=10 \Omega$. c) $R=20 \Omega$. d) $R=30 \Omega$.

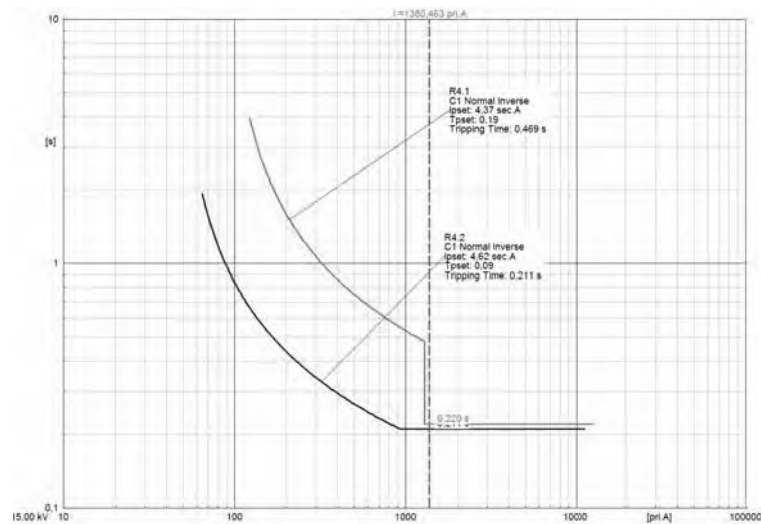


Figura B.38: Característica operación para cortocircuito trifásico en F25 con 50 % GD en nudo 20 y nudo 22.

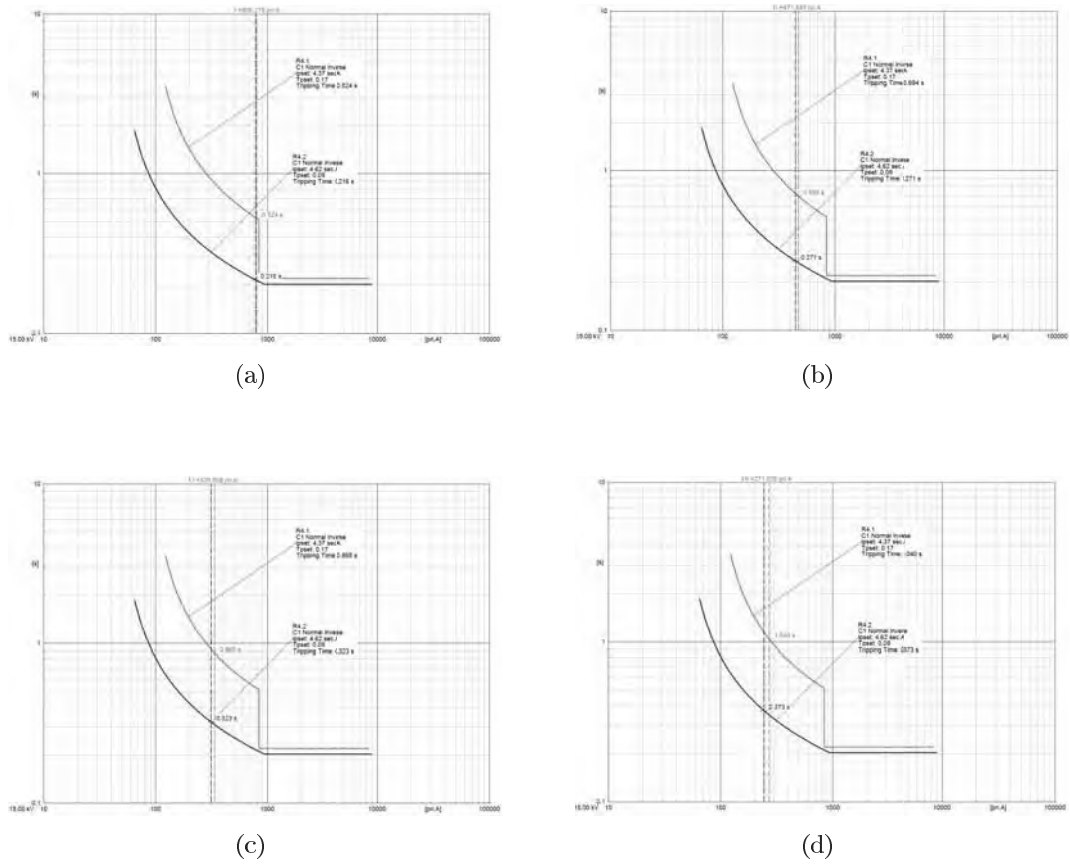


Figura B.39: Respuesta de los dispositivos de línea derivada 4 ante cortocircuito monofásico en F25 con 50 % de GD en nudo 20 y nudo 22. a) $R=0 \Omega$. b) $R=10 \Omega$. c) $R=20 \Omega$. d) $R=30 \Omega$.

B.1.2.2. Línea derivada 5

Para la línea derivada 5 los valores de intensidad para cortocircuitos trifásicos y monofásicos son mostrados en las tablas B.40 y B.41

		Sin GD												Con GD																
		F26						F27																						
Tipo de falla		Corto en 860				Corto en 840				Corto en 862				GD20/22				GD20+22				GD20/22				GD20+22				
		Icc (A)	t(s)	Icc (A)	t(s)	Icc (A)	t(s)	17%	t(s)	50%	t(s)	17%	t(s)	50%	t(s)	17%	t(s)	50%	t(s)	17%	t(s)	50%	t(s)	17%	t(s)	50%	t(s)			
TRIFASICA	R5.1	993	0.8	944.85	0.8	929	0.85	902.8	0.85	1157.2	0.2	1269.4	0.2	1164.3	0.2	1349.9	0.2	1090.7	0.78	1190	0.2	1097.4	0.77	1260.7	0.2	1097.4	0.77	1260.7	0.2	
	R5.2	-	-	944.85	0.5	929	0.51	902.8	0.51	-	-	-	-	-	-	-	-	1090.7	0.2	1190	0.2	1097.4	0.2	1260.7	0.2	-	-	-	-	
	R5.3	-	-	-	-	929	0.2	3.26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	FUSE	-	-	-	-	-	-	902	0.01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	R=0	R5.1	684.3	0.83	643.86	0.86	597.66	0.88	609.8	0.88	711.03	0.81	727.2	0.80	717.7	0.81	740.0	0.79	667.6	0.84	682.09	0.83	673.8	0.83	693.7	0.82	673.8	0.83	693.7	0.82
		R5.1	58.2	-	643.86	0.53	567.66	0.55	599.7	0.54	597.9	-	60.4	-	59.4	-	60.45	-	656.7	0.52	672.1	0.51	664.0	0.52	683.7	0.51	664.0	0.52	683.7	0.51
		R5.1	58.2	-	58.31	-	597.66	0.21	58.3	-	597.9	-	60.4	-	59.4	-	60.45	-	59.78	-	60.3	-	59.4	-	60.3	-	59.4	-	60.3	-
		FUSE	0.54	-	0.54	-	0.54	-	564.1	0.010	0.55	-	0.56	-	0.55	-	0.56	-	0.55	-	0.56	-	0.55	-	0.56	-	0.55	-	0.56	-
	R=10	R5.1	424.5	1.11	410.3	1.14	397.15	1.17	398.6	1.16	435.2	1.09	441.4	1.085	439.1	1.09	448.0	1.07	420.36	1.12	426.52	1.11	424.1	1.11	432.5	1.10	424.1	1.11	432.5	1.10
		R5.1	61.35	-	397.9	0.69	384.15	0.70	386.07	0.70	61.63	-	61.85	-	61.3	-	61.72	-	407.8	0.68	413.96	0.67	411.6	0.67	420.0	0.67	411.6	0.67	420.0	0.67
R5.1		60.79	-	60.7	-	384.15	0.27	60.73	-	61.63	-	61.85	-	61.3	-	61.72	-	61.58	-	61.7	-	61.25	-	61.6	-	61.25	-	61.6	-	
FUSE		0.56	-	0.56	-	0.56	-	341.22	0.012	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	
R=20	R5.1	317.2	1.40	310.1	1.43	303.3	1.46	304.4	1.46	323.3	1.38	327.08	1.37	325.8	1.37	331.0	1.35	315.9	1.41	319.5	1.39	318.4	1.40	323.3	1.38	318.4	1.40	323.3	1.38	
	R5.1	61.3	-	296.6	0.85	289.2	0.86	290.9	0.86	61.86	-	61.9	-	61.5	-	61.7	-	302.3	0.84	305.9	0.83	304.9	0.83	309.7	0.82	304.9	0.83	309.7	0.82	
	R5.1	61.3	-	61.3	-	289.2	0.33	61.3	-	61.86	-	61.9	-	61.5	-	61.7	-	61.8	-	61.8	-	61.4	-	61.6	-	61.4	-	61.6	-	
	FUSE	0.57	-	0.57	-	0.57	-	242.2	0.024	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	
R=30	R5.1	259.9	1.71	255.5	1.74	251.3	1.77	252.28	1.76	263.9	1.68	266.4	1.66	265.7	1.67	269.2	1.64	259.4	1.71	261.93	1.69	261.2	1.70	264.6	1.68	261.2	1.70	264.6	1.68	
	R5.1	61.52	-	241.4	1.01	236.6	1.04	238.11	1.03	61.88	-	61.84	-	61.5	-	61.6	-	245.3	1.00	247.7	0.99	247.1	0.99	250.5	0.98	247.1	0.99	250.5	0.98	
	R5.1	61.52	-	61.53	-	236.6	0.39	61.54	-	61.88	-	61.84	-	61.5	-	61.6	-	61.87	-	61.8	-	61.5	-	61.5	-	61.5	-	61.5	-	
	FUSE	0.57	-	0.57	-	0.57	-	187.42	0.04	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	

Tabla B.40: Valores Intensidad de cortocircuito trifásicos y monofásicos. Tiempo de actuación de los OCR de la línea derivada 5

		Con GD																		
		F28									F29									
		GD20/22			GD20+22			GD20/22			GD20+22			GD20/22			GD20+22			
		Nivel Penetración			Nivel Penetración			Nivel Penetración			Nivel Penetración			Nivel Penetración			Nivel Penetración			
		17%	t(s)	50%	17%	t(s)	50%	17%	t(s)	50%	17%	t(s)	50%	17%	t(s)	50%	17%	t(s)	50%	
Tipo de falta		1031.4	0.79	1119.9	0.2	1037.7	0.79	1182.5	0.2	1033.5	0.79	112.1	0.2	1039.7	0.79	1184	0.2	1039.7	0.79	
TRIFASICA	R5.1	1031.4	0.48	1119.9	0.2	1037.7	0.48	1182.5	0.2	1033.5	0.48	-112.1	0.2	1039.7	0.48	1184	0.2	1039.7	0.48	
	R5.2	1031.4	0.19	1119.9	0.186	1037.7	0.19	1182.5	0.18	3.69	-	3.95	-	3.65	-	4.11	-	3.65	-	
	R5.3	1031.4	0.19	1119.9	0.186	1037.7	0.19	1182.5	0.18	3.69	-	3.95	-	3.65	-	4.11	-	3.65	-	
	FUSE	-	-	-	-	-	-	-	-	1033.5	0.01	112.1	0.01	1039.7	0.01	1184	0.01	1039.7	0.01	
	R=0	R5.1	629.4	0.87	642.5	0.86	635.3	0.86	653.1	0.85	631.2	0.86	644.3	0.85	637.0	0.86	654.9	0.85	637.0	0.86
MONOFASICA	R=0	R5.1	618.7	0.54	631.7	0.53	624.6	0.53	642.4	0.53	620.9	0.53	633.9	0.53	626.8	0.53	644.9	0.52	626.8	0.53
	R=0	R5.1	618.7	0.20	631.7	0.20	624.6	0.20	642.4	0.20	59.76	-	60.2	-	59.4	-	60.25	-	59.4	-
	R=0	FUSE	0.55	-	0.56	-	0.55	-	0.56	-	584.5	0.010	597.31	0.01	590.7	0.010	608.1	0.010	590.7	0.010
	R=10	R5.1	406.5	1.15	412.4	1.14	410.1	1.14	418.0	1.12	408.8	1.14	413.9	1.13	411.6	1.14	419.6	1.12	411.6	1.14
	R=10	R5.1	393.4	0.69	399.2	0.69	397.0	0.69	404.9	0.68	395.3	0.69	401.2	0.69	399.0	0.69	406.9	0.68	399.0	0.69
MONOFASICA	R=10	R5.1	393.4	0.26	399.2	0.26	397.0	0.26	404.9	0.26	61.5	-	61.6	-	61.1	-	61.5	-	61.1	-
	R=10	FUSE	0.56	-	0.57	-	0.56	-	0.57	-	350.01	0.011	355.7	0.011	353.9	0.011	361.6	0.011	353.9	0.011
	R=20	R5.1	308.8	1.44	312.3	1.42	311.2	1.43	316.0	1.41	310.07	1.43	313.5	1.42	312.4	1.42	317.2	1.40	312.4	1.42
	R=20	R5.1	294.7	0.85	298.2	0.84	297.2	0.85	301.9	0.84	296.3	0.85	299.9	0.84	298.8	0.84	303.6	0.83	298.8	0.84
	R=20	R5.1	294.7	0.32	298.2	0.32	297.2	0.32	301.9	0.32	61.7	-	61.82	-	61.4	-	61.6	-	61.4	-
MONOFASICA	R=20	FUSE	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	247.4	0.023	250.9	0.022	250.2	0.022	254.8	0.22	250.2	0.022
	R=30	R5.1	255.17	1.74	257.5	1.73	256.8	1.73	260.14	1.71	256.12	1.74	258.5	1.72	257.8	1.72	261.1	1.70	257.8	1.72
	R=30	R5.1	240.4	1.01	242.8	1.00	242.2	1.01	245.48	0.99	241.87	1.01	244.27	1.00	243.6	1.00	246.9	0.99	243.6	1.00
	R=30	R5.1	240.4	0.39	242.8	0.38	242.2	0.38	245.48	0.38	61.83	-	61.7	-	61.4	-	61.5	-	61.4	-
	R=30	FUSE	0.57	-	0.57	-	0.57	-	0.57	-	190.0	0.038	193.4	0.037	193	0.037	196.3	0.063	193	0.037

Tabla B.41: Valores Intensidad de cortocircuito trifásicos y monofásicos. Tiempo de actuación de los OCR de la línea derivada 5. Continuación

Las características de operación y coordinación entre dispositivos para las faltas trifásicas y monofásicas producidas en F27, F28 y F29 son mostradas en las figuras que a continuación se muestran.

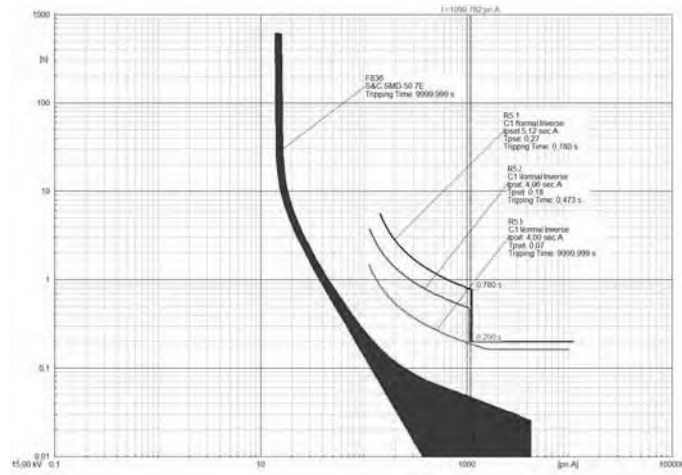


Figura B.42: Característica operación para cortocircuito trifásico en F27 con 17 % GD en nudo 20.

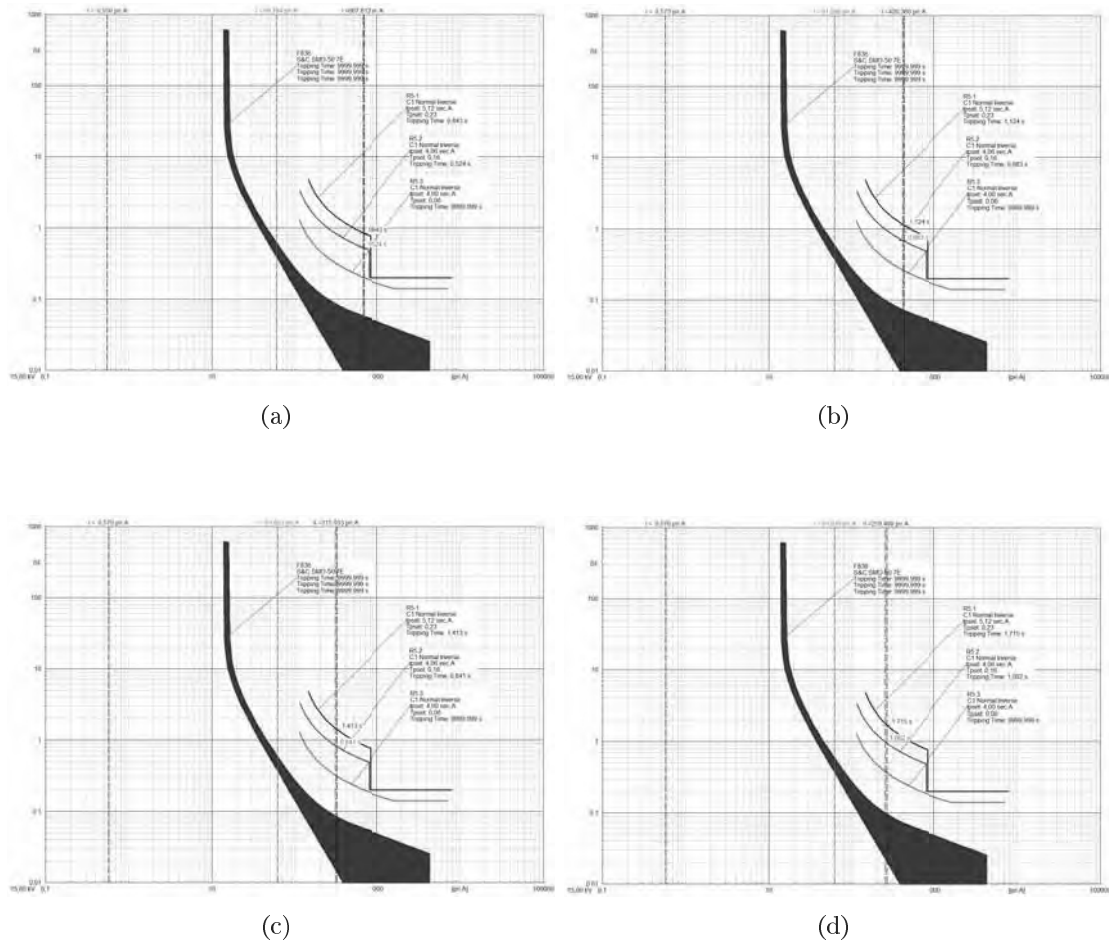


Figura B.43: Respuesta de los dispositivos de línea derivada 5 ante cortocircuito monofásico en F27 con 17% de GD en nudo 20. a) $R=0 \Omega$. b) $R=10 \Omega$. c) $R=20 \Omega$. d) $R=30 \Omega$.

B.1. Resultados obtenidos por coordinación clásica de protecciones

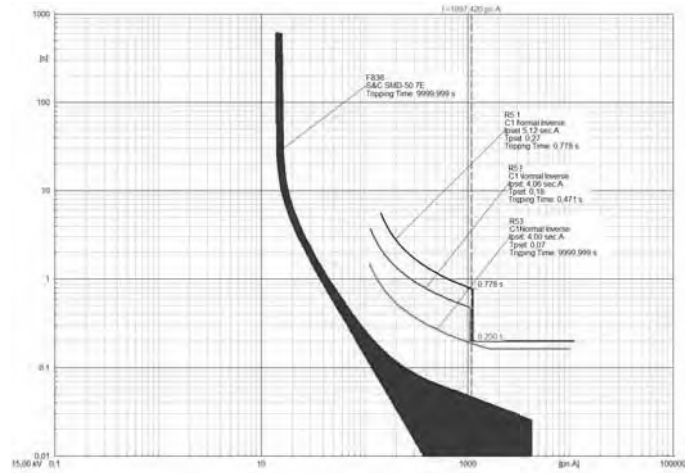


Figura B.44: Característica operación para cortocircuito trifásico en F27 con 17% GD en nudo 20 y nudo 22.

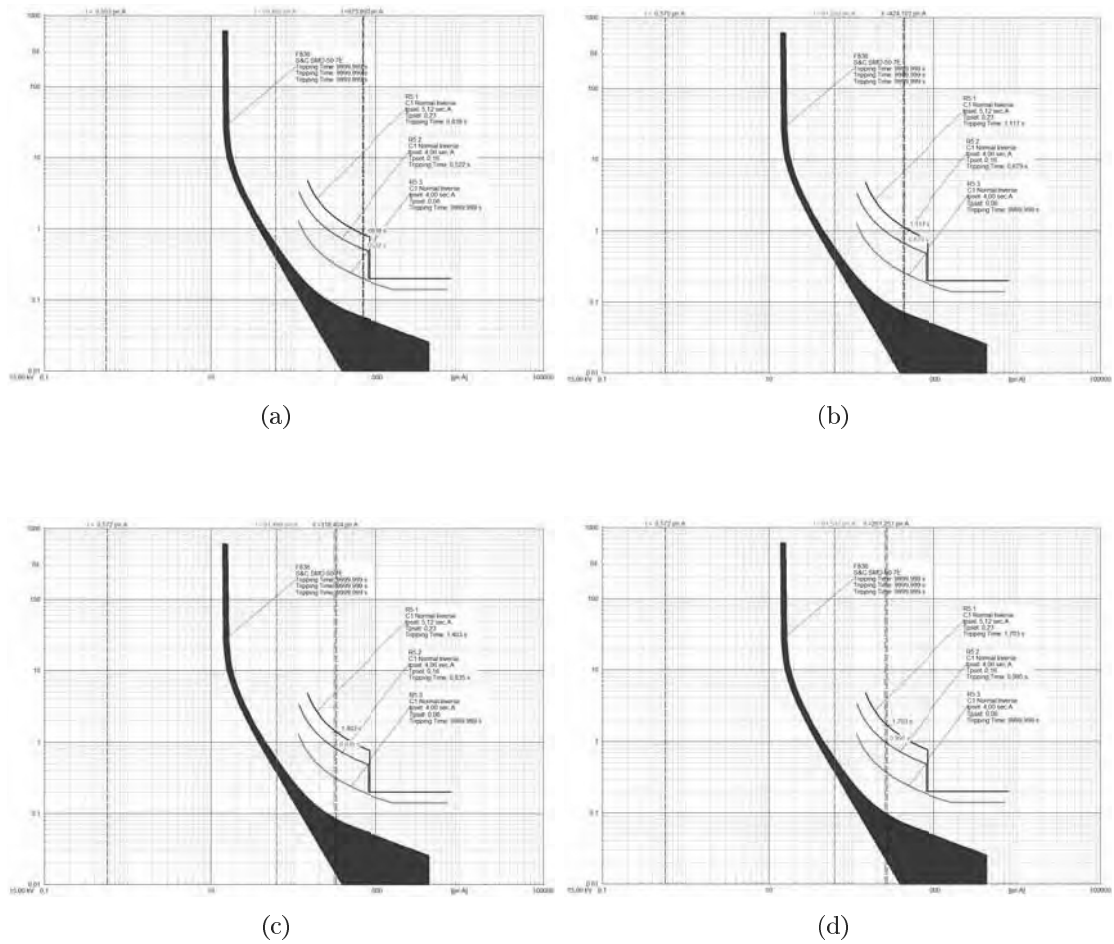


Figura B.45: Respuesta de los dispositivos de línea derivada 5 ante cortocircuito monofásico en F27 con 17% de GD en nudo 20 y 22. a) $R=0 \Omega$. b) $R=10 \Omega$. c) $R=20 \Omega$. d) $R=30 \Omega$.

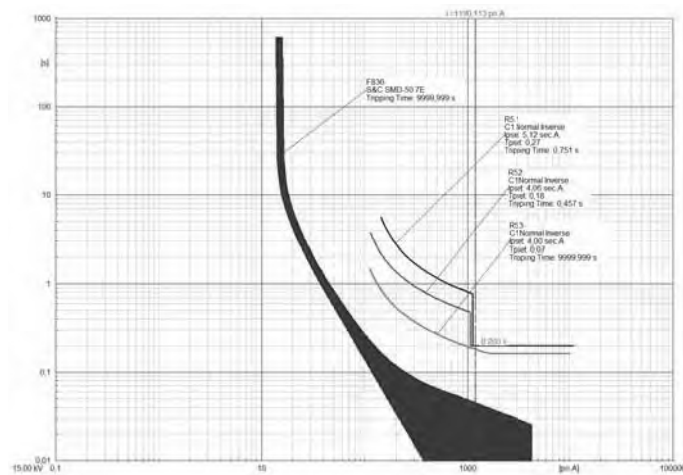


Figura B.46: Característica operación para cortocircuito trifásico en F27 con 50 % GD en nudo 20.

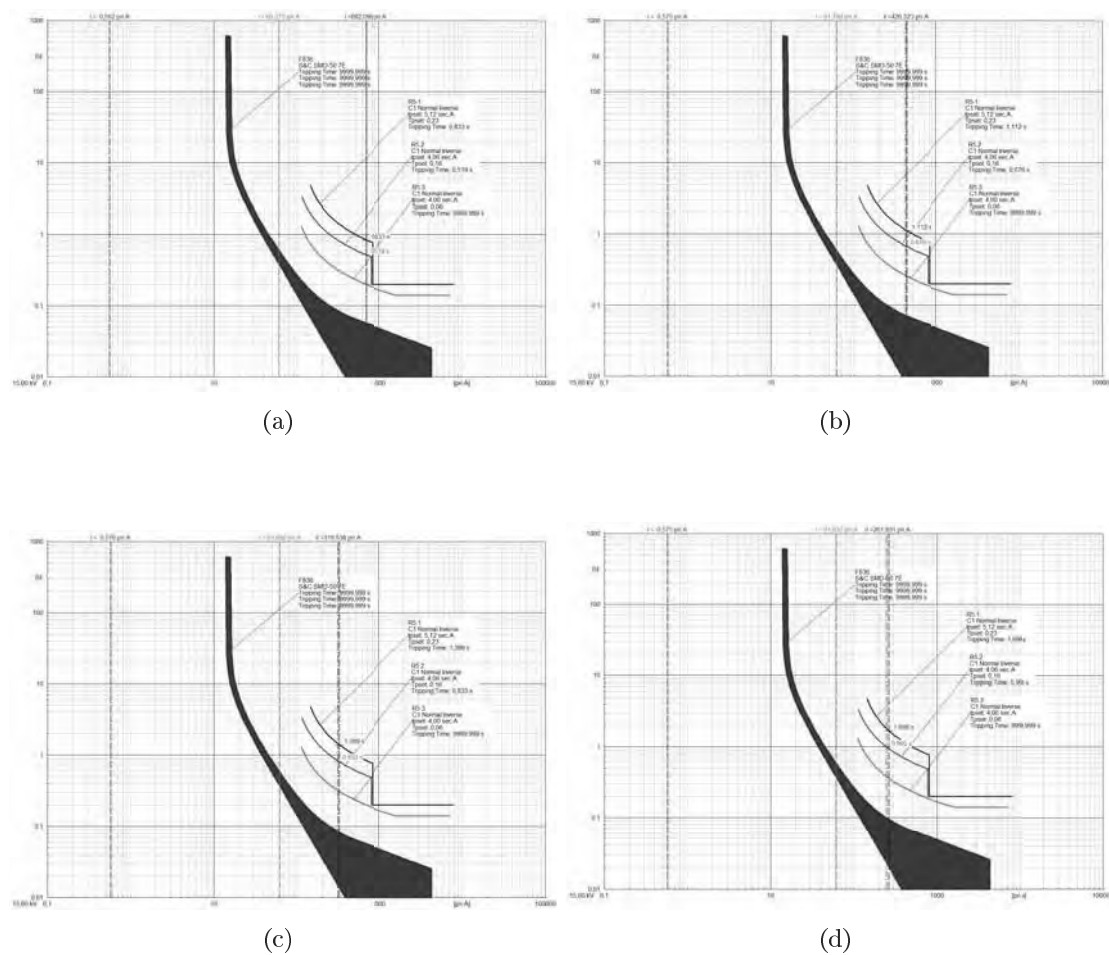


Figura B.47: Respuesta de los dispositivos de línea derivada 5 ante cortocircuito monofásico en F27 con 50 % de GD en nudo 20. a) $R=0 \Omega$. b) $R=10 \Omega$. c) $R=20 \Omega$. d) $R=30 \Omega$.

B.1. Resultados obtenidos por coordinación clásica de protecciones

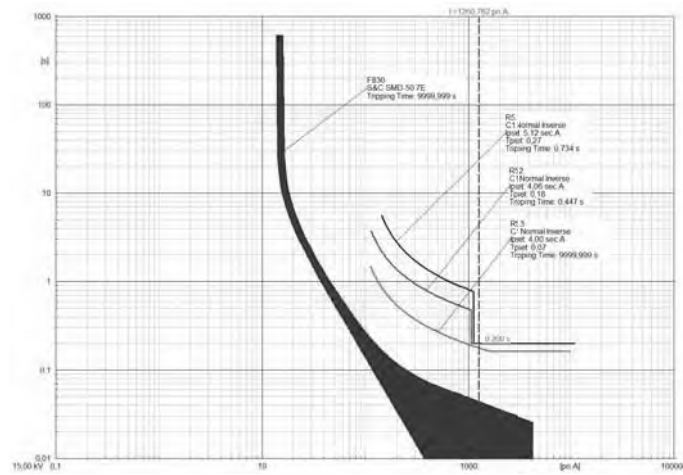


Figura B.48: Característica operación para cortocircuito trifásico en F27 con 50 % GD en nudo 20 y nudo 22.

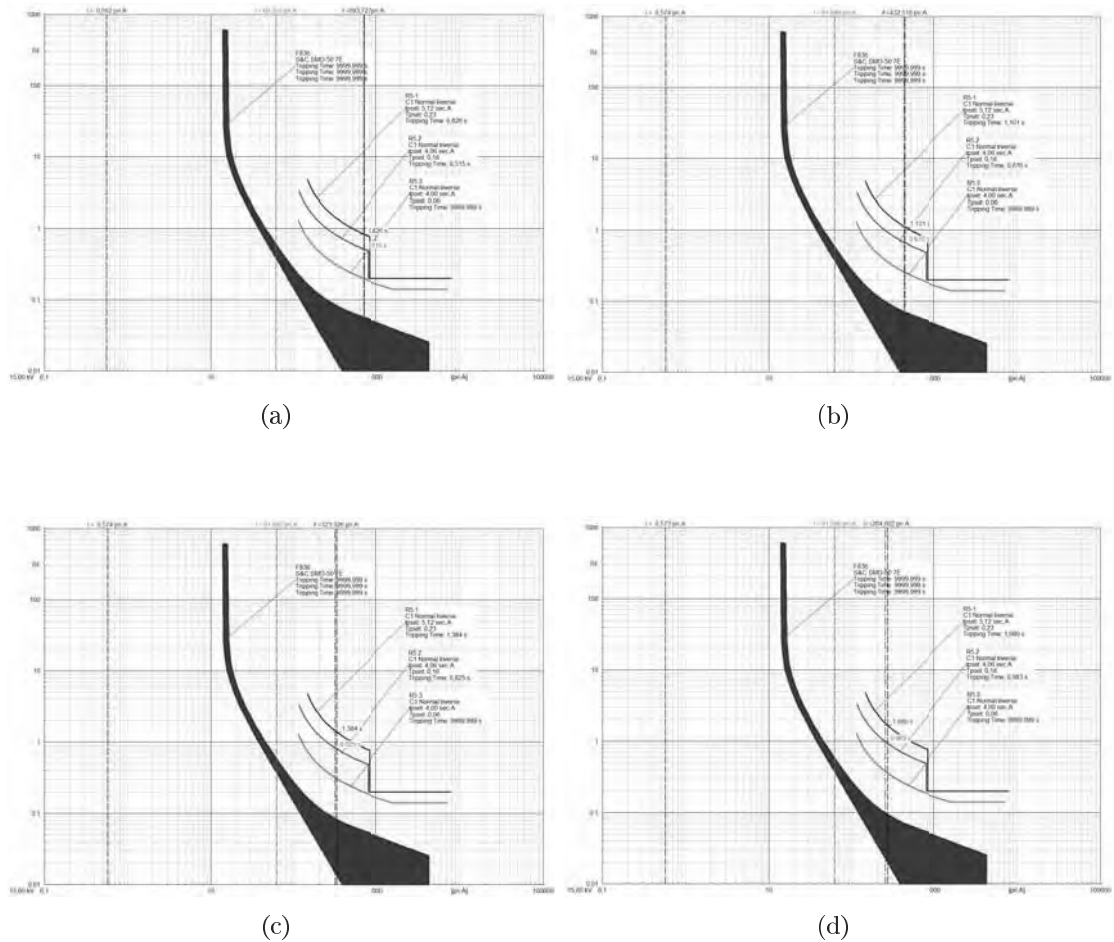


Figura B.49: Respuesta de los dispositivos de línea derivada 5 ante cortocircuito monofásico en F27 con 50 % de GD en nudo 20 y nudo 22. a) $R=0 \Omega$. b) $R=10 \Omega$. c) $R=20 \Omega$. d) $R=30 \Omega$.

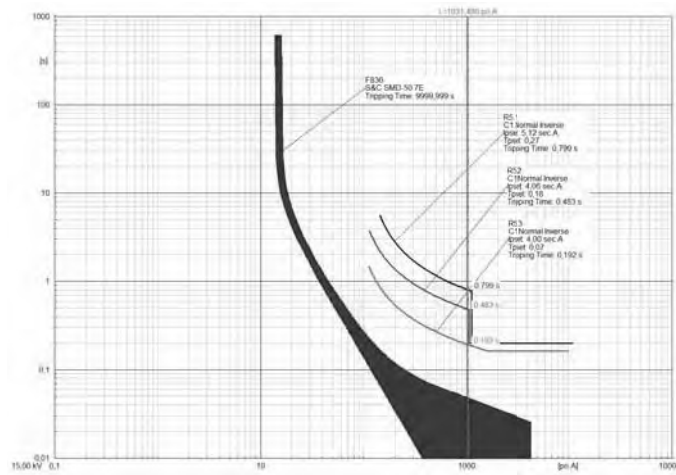


Figura B.50: Característica operación para cortocircuito trifásico en F28 con 17% GD en nudo 20.

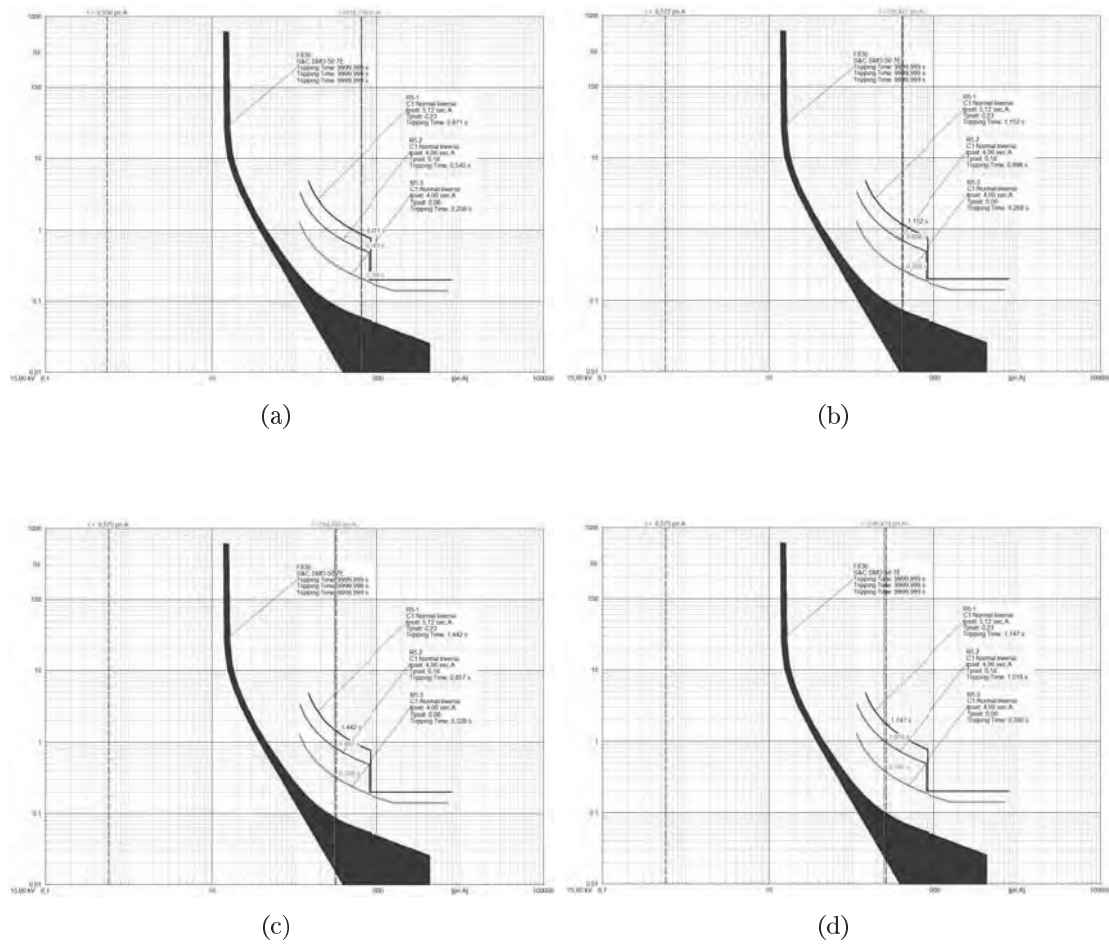


Figura B.51: Respuesta de los dispositivos de línea derivada 5 ante cortocircuito monofásico en F28 con 17% de GD en nudo 20. a) $R=0 \Omega$. b) $R=10 \Omega$. c) $R=20 \Omega$. d) $R=30 \Omega$.

B.1. Resultados obtenidos por coordinación clásica de protecciones

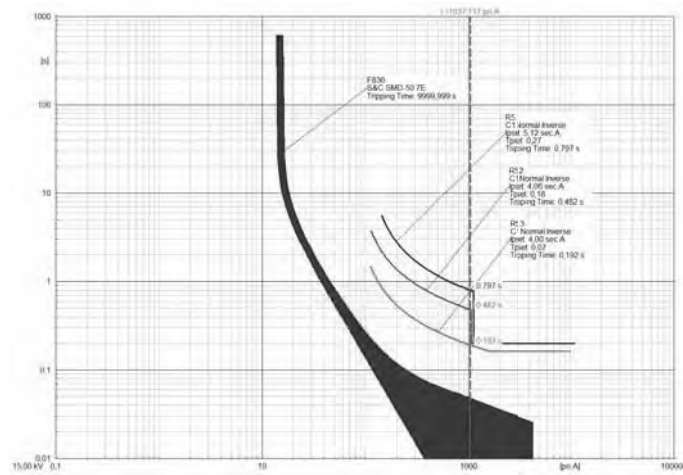


Figura B.52: Característica operación para cortocircuito trifásico en F28 con 50 % GD en nudo 20 y nudo 22.

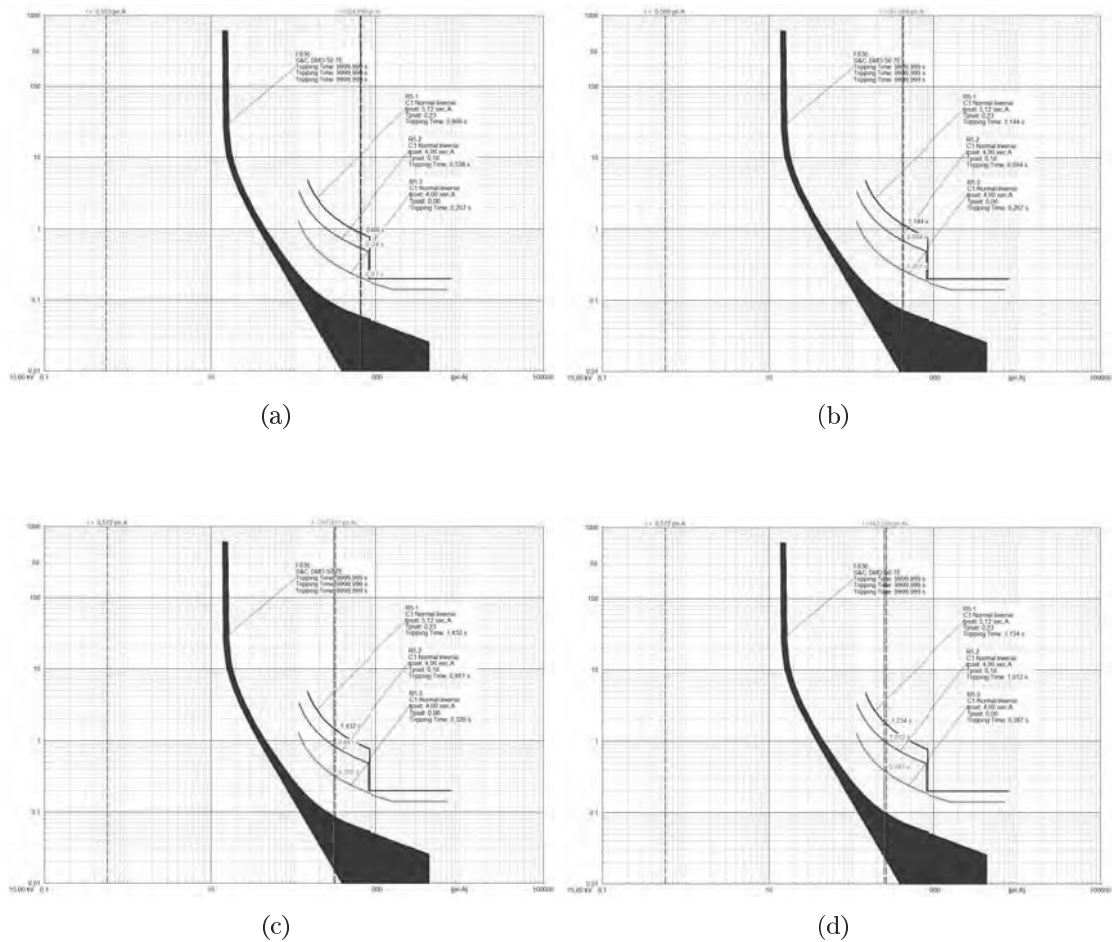


Figura B.53: Respuesta de los dispositivos de línea derivada 5 ante cortocircuito monofásico en F28 con 17 % de GD en nudo 20 y nudo 22. a) $R=0 \Omega$. b) $R=10 \Omega$. c) $R=20 \Omega$. d) $R=30 \Omega$.

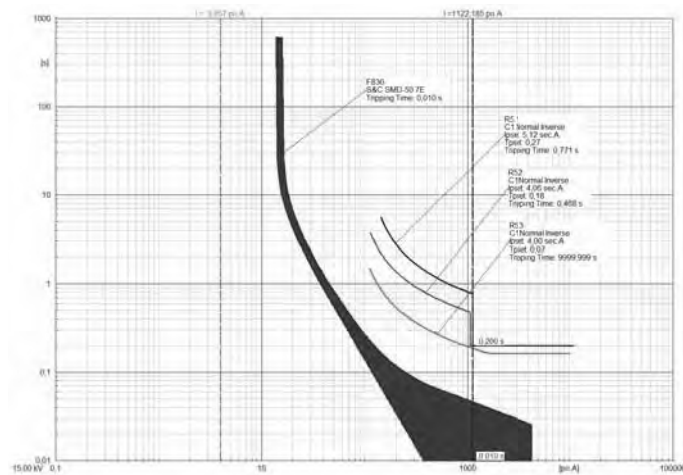


Figura B.54: Característica operación para cortocircuito trifásico en F29 con 50 % GD en nudo 20 .

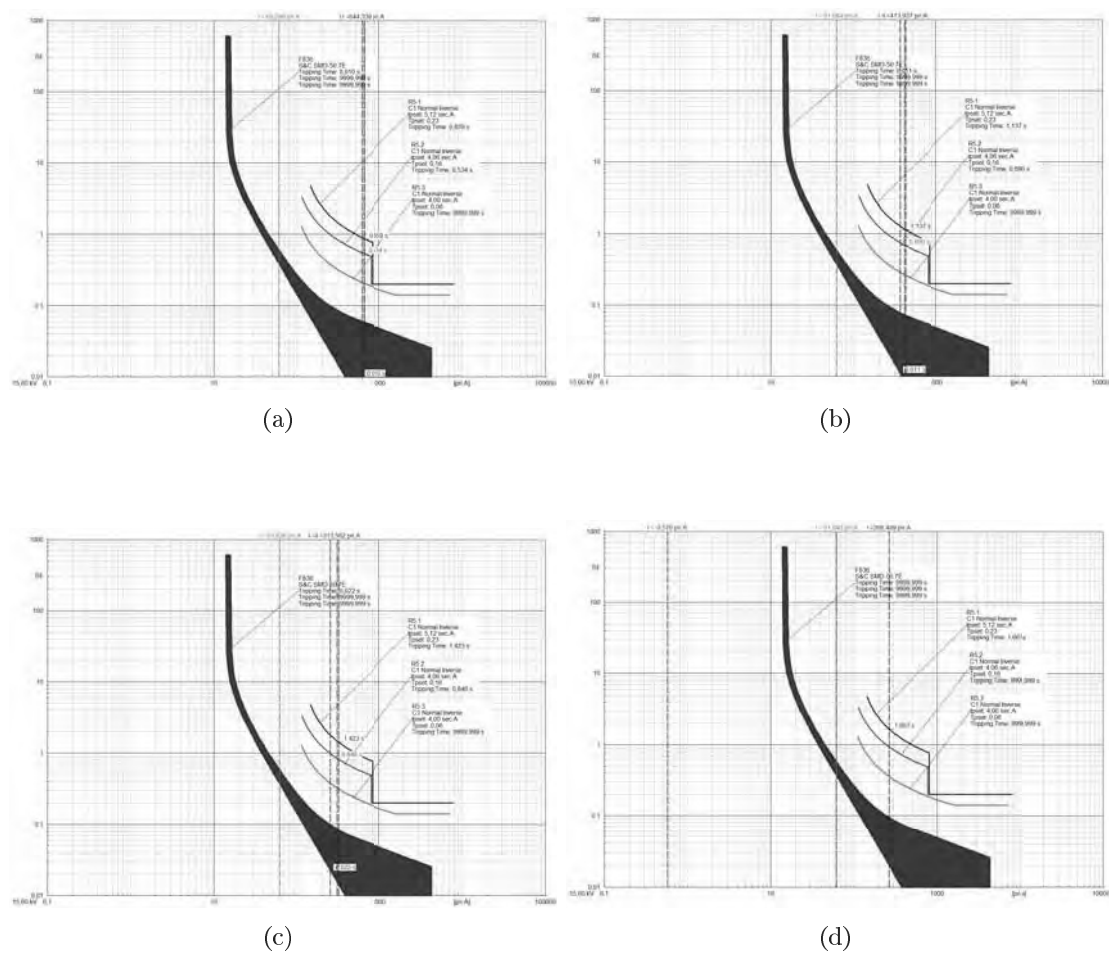


Figura B.55: Respuesta de los dispositivos de línea derivada 5 ante cortocircuito monofásico en F29 con 50 % de GD en nudo 20. a) $R=0 \Omega$. b) $R=10 \Omega$. c) $R=20 \Omega$. d) $R=30 \Omega$.

B.1. Resultados obtenidos por coordinación clásica de protecciones

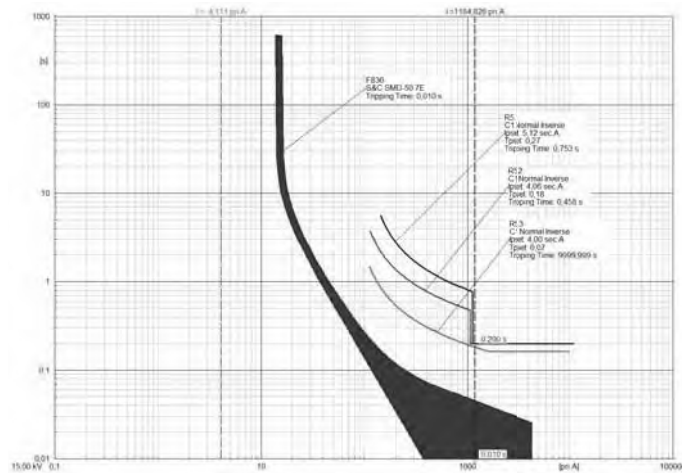


Figura B.56: Característica operación para cortocircuito trifásico en F29 con 50 % GD en nudo 20 y nudo 22.

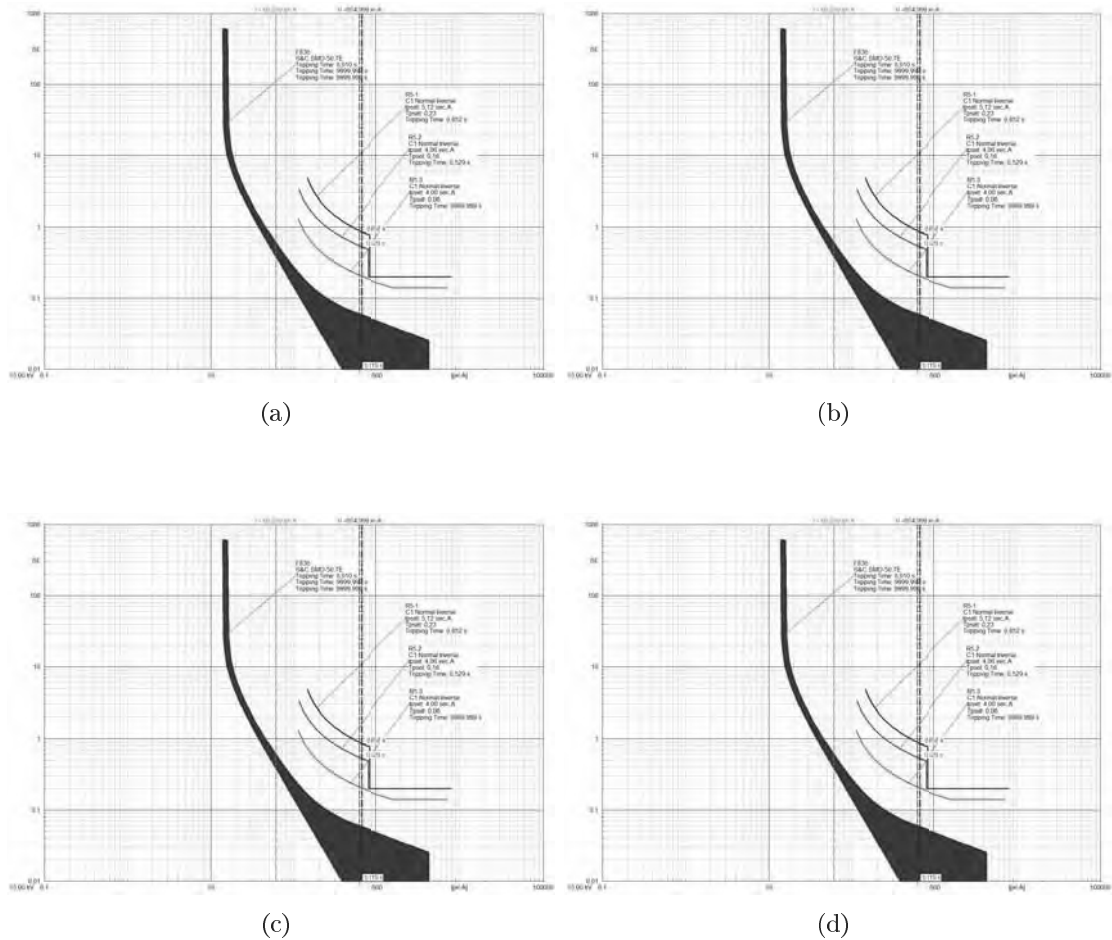


Figura B.57: Respuesta de los dispositivos de línea derivada 5 ante cortocircuito monofásico en F29 con 50 % de GD en nudo 20 y nudo 22. a) $R=0 \Omega$. b) $R=10 \Omega$. c) $R=20 \Omega$. d) $R=30 \Omega$.

B.2. Resultados coordinación avanzada AHAFLLI

En este apartado se mostraran los resultados óptimos obtenidos por la implementación de algoritmo propuesto en esta Tesis. Se comparará su respuesta frente a los otros métodos de coordinación propuestos PL y AG.

B.2.1. Alimentador Principal. Falta en F7

Los valores óptimos de los parámetros α y β , TMS, t_{op} de los dispositivos de protección ubicados en el alimentador principal cuando en él se produce un cortocircuito monofásico resistivo y trifásico en el nudo F7 son mostrados en las tablas B.58, B.59, y B.60.

Cortocircuito trifásico en F7																			
TMS (Clásica)										TMS (PL)									
GD 20					GD 20+22					GD 20					GD 22				
17%		50%			17%		50%			17%		50%			17%		50%		
TMS	t_{op}	TMS	t_{op}	TMS	TMS	t_{op}	TMS	t_{op}	TMS	TMS	t_{op}	TMS	t_{op}	TMS	TMS	t_{op}	TMS	t_{op}	TMS
IED1	0.11	2.4	0.11	2.99	0.11	2.21	0.11	2.18	0.11	2.33	0.11	2.71	0.17	2.6	0.16	4.1	0.17	2.3	0.16
IED2	0.032	0.2	0.032	0.2	0.032	1.48	0.032	1.46	0.032	1.28	0.032	0.2	0.034	0.26	0.034	0.26	0.035	0.27	0.034

Cortocircuito trifásico F7																			
TMS (AG)										TMS (AG)									
GD 20					GD 22					GD 20					GD 20+22				
17%		50%			17%		50%			17%		50%			17%		50%		
β	α	TMS	t_{op}	β	α	TMS	t_{op}	β	α	TMS	t_{op}	β	α	TMS	t_{op}	β	α	TMS	t_{op}
IED1	0.25	0.02	0.025	0.29	0.24	0.02	0.027	0.39	0.34	0.032	0.035	0.34	0.33	0.36	0.29	0.34	0.31	0.35	0.3
IED2	0.14	2	0.025	0.1	0.14	2	0.025	0.1	0.14	2	0.025	0.1	0.14	2	0.025	0.1	0.14	2	0.025

Tabla B.58: Valores α y β óptimos, TMS y tiempo de operación para IED1 e IED2 ubicados en el alimentador principal para cortocircuito trifásico en F7

		Cortocircuito Monofásico en F7																							
		TMS (Clásica)												TMS (PL)											
		GD 20				GD 22				GD 20+22				GD20				GD 22				DG 20+22			
		17%		50%		17%		50%		17%		50%		17%		50%		17%		50%		17%		50%	
		TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top
R=0	IED1	0,11	0,72	0,11	0,76	0,11	0,74	0,11	0,75	0,11	0,7	0,11	0,75	0,17	1,12	0,16	1,17	0,17	1,09	0,16	1,08	0,17	1,09	0,16	1,1
	IED2	0,032	0,32	0,032	0,31	0,032	0,33	0,032	0,32	0,032	0,31	0,032	0,32	0,034	0,26	0,034	0,26	0,035	0,27	0,034	0,28	0,035	0,26	0,034	0,27
R=10	IED1	0,11	2,16	0,11	-	0,11	2,09	0,11	-	0,11	2,13	0,11	-	0,13	3,34	0,13	-	0,12	2,28	0,12	-	0,12	2,32	0,12	-
	IED2	0,032	0,69	0,032	0,68	0,032	0,76	0,032	0,85	0,032	0,73	0,032	0,77	0,025	0,58	0,025	0,57	0,025	0,63	0,025	0,71	0,025	0,6	0,025	0,64
R=20	IED1	0,11	-	0,11	-	0,11	-	0,11	-	0,11	-	0,11	-	0,12	-	0,12	-	0,11	-	0,11	-	0,11	-	0,11	-
	IED2	0,032	1,16	0,032	1,13	0,032	-	0,032	-	0,032	-	0,032	-	0,025	0,97	0,08	0,94	0,025	-	0,025	-	0,025	-	0,025	-
R=30	IED1	0,11	-	0,11	-	0,11	-	0,11	-	0,11	-	0,11	-	0,11	-	0,11	-	0,11	-	0,11	-	0,11	-	0,11	-
	IED2	0,032	-	0,032	-	0,032	-	0,032	-	0,032	-	0,032	-	0,025	-	0,025	-	0,025	-	0,025	-	0,025	-	0,025	-

Tabla B.59: Valores α y β óptimos, TMS y tiempo de operación para IED1 e IED2 ubicados en el alimentador principal para cortocircuito monofásico en F7

Cortocircuito Monofásico F7																									
		TMS (AG)																							
		GD 20												GD 22										GD 20+22	
		17%						50%						17%						50%					
		β	α	TMS	top	β	α	TMS	top	β	α	TMS	top	β	α	TMS	top	β	α	TMS	top	β	α	TMS	top
R=0	IED1	0,25	0,02	0,025	0,29	0,24	0,02	0,027	0,32	0,34	0,032	0,035	0,34	0,33	0,33	0,36	0,29	0,34	0,31	0,35	0,3	0,32	0,32	0,34	0,287
	IED2	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1
R=10	IED1	0,18	0,54	0,27	0,3	0,17	0,32	0,14	0,289	0,21	0,38	0,2	0,28	0,45	2	0,55	0,3	0,2	0,35	0,2	0,299	0,17	0,30	0,15	0,29
	IED2	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1
R=20	IED1	0,15	0,35	0,089	0,32	0,14	0,38	0,025	0,31	0,16	0,41	0,11	0,32	0,14	0,36	0,068	0,3	0,15	0,34	0,091	0,29	0,14	0,22	0,029	0,31
	IED2	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1
R=30	IED1	0,14	1,1	0,025	0,31	0,14	0,38	0,025	0,3	0,14	0,35	0,025	0,33	0,14	0,97	0,025	0,36	0,14	0,54	0,025	0,32	0,14	0,51	0,025	0,34
	IED2	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1	0,14	2	0,025	0,1

Tabla B.60: Valores α y β óptimos, TMS y tiempo de operación para IED1 e IED2 ubicados en el alimentador principal para cortocircuito monofásico en F7. Continuación

B.2.1.1. Valores de α . Cortocircuito trifásico en F7

Los valores del parámetro α para cortocircuito trifásico en F7 y diferentes niveles de penetración de GD son mostrados en la figura B.61.

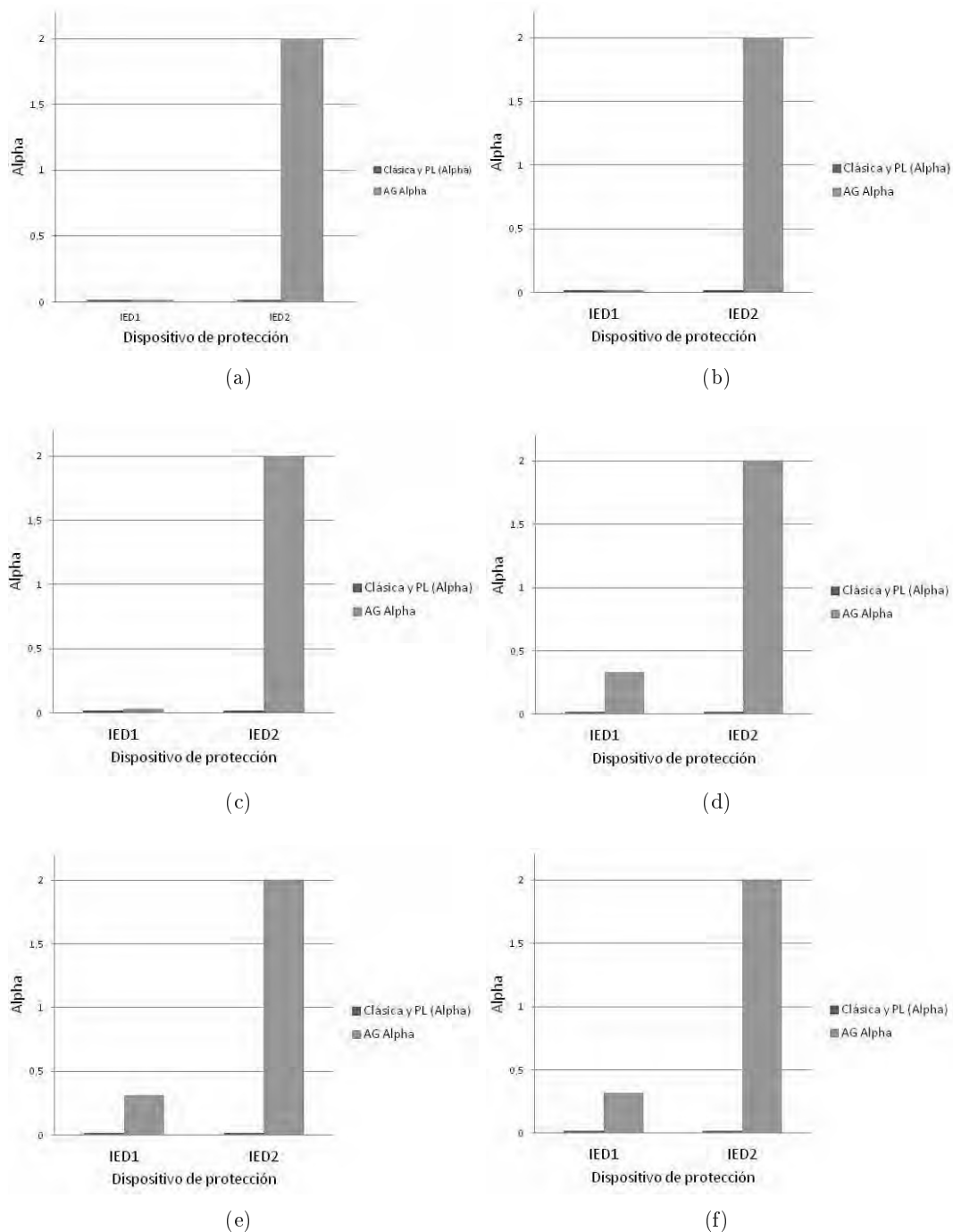


Figura B.61: Valores del parámetro α , falta trifásica F7. a) 17% GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17% GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17% GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.

B.2.1.2. Valores de α . Cortocircuito monofásico en F7

Los valores del parámetro α para cortocircuitos monofásicos en F7, se muestran en la figura B.62

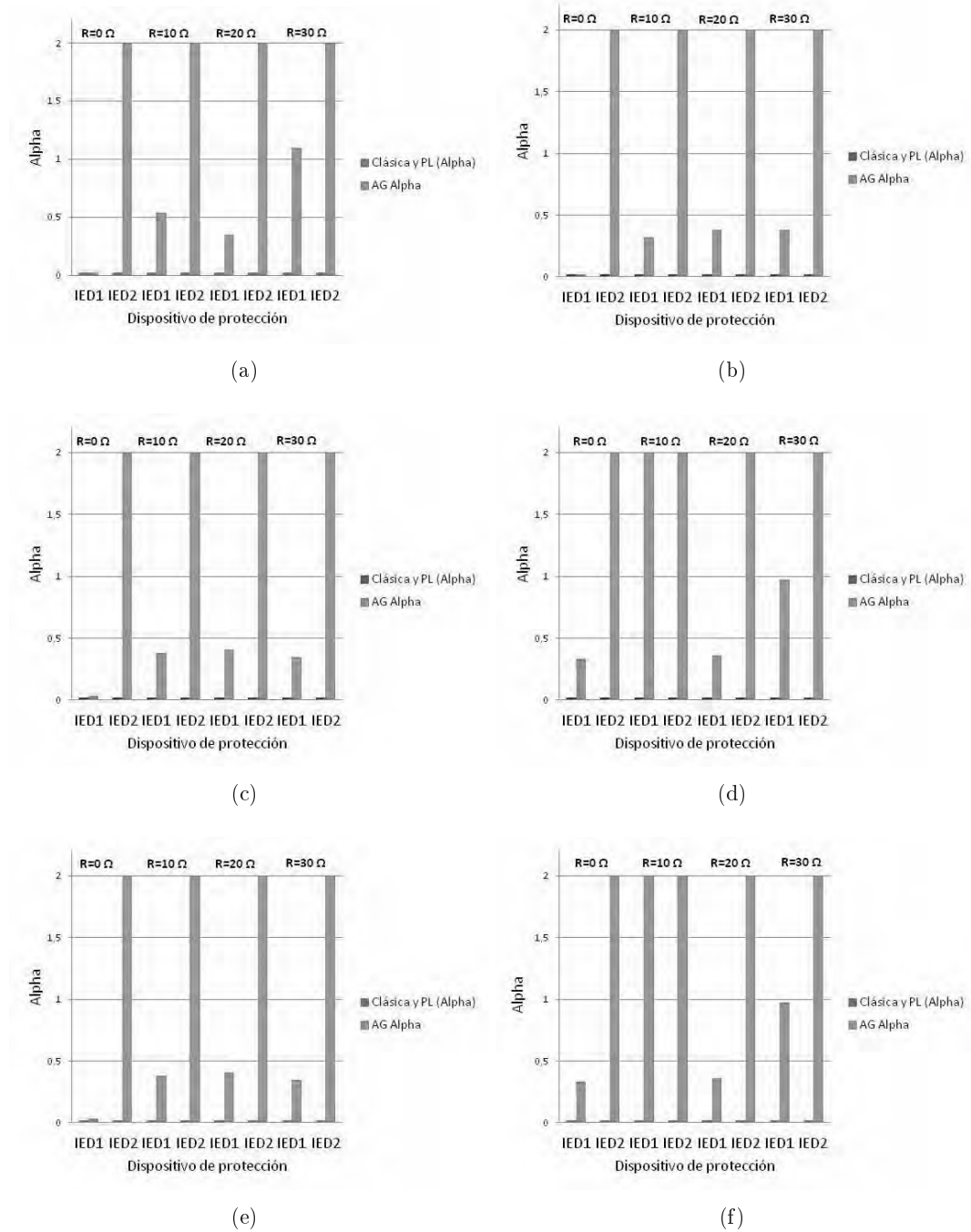


Figura B.62: Valores del parámetro α , falta monofásica F7. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% nudo 20. c) 17% GD en nudo 22 d) 50% GD en nudo 22 e) 17% GD en nudo 20 y 22. f) 50% GD en nudo 20 y 22.

B.2.1.3. Valores de β . Cortocircuito trifásico en F7

El valor del parámetro β para cortocircuito trifásico en F7 y diferentes escenarios estudiados es mostrado en la figura B.63

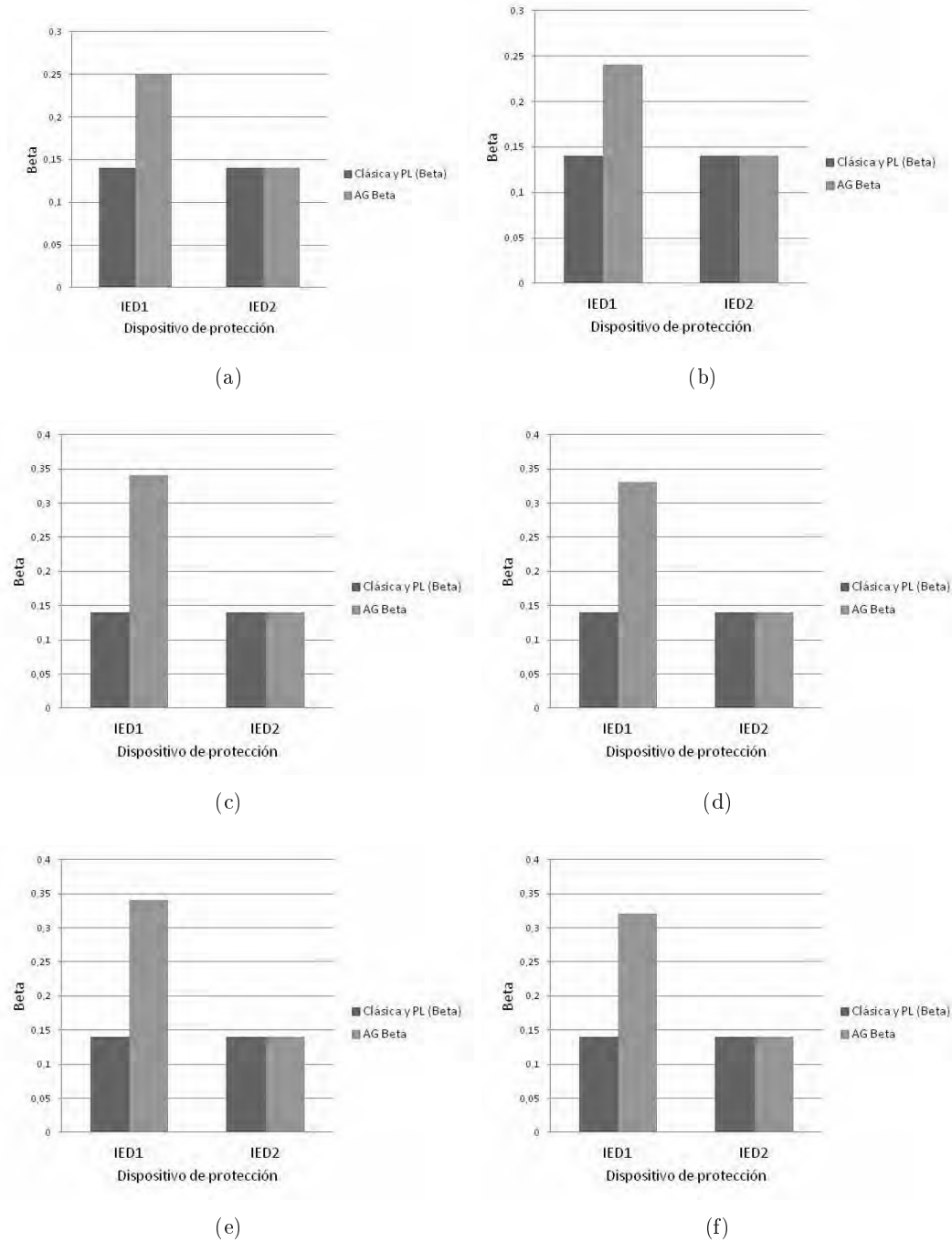


Figura B.63: Valores del parámetro β , falta trifásica F7. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% nudo 20. c) 17% GD en nudo 22 d) 50% GD en nudo 22 e) 17% GD en nudo 20 y 22. f) 50% GD en nudo 20 y 22.

B.2.1.4. Valores de β . Cortocircuito Monofásico en F7

En la figura B.64, se representan los valores de β para cortocircuito monofásico.

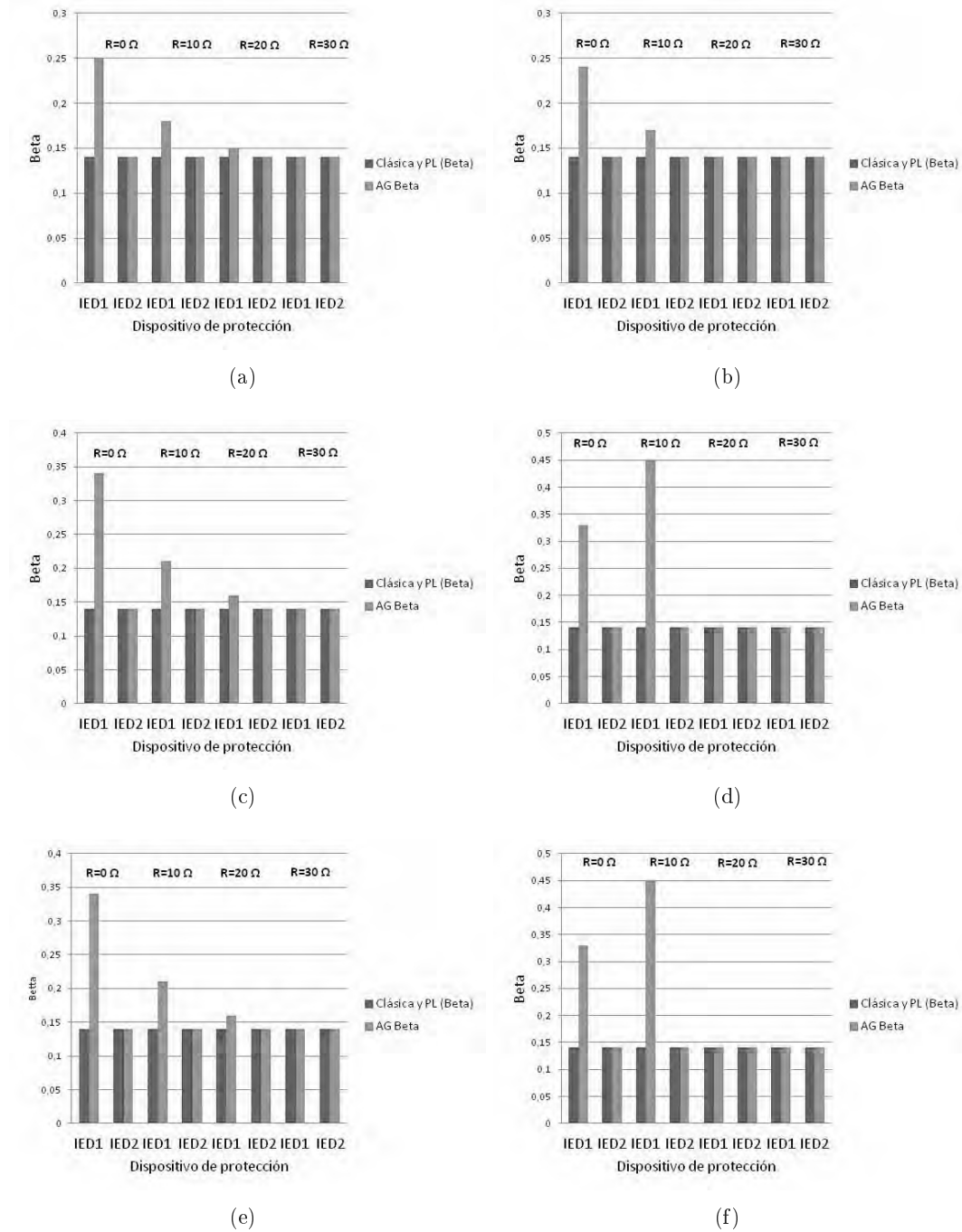


Figura B.64: Valores del parámetro β , falta monofásica F7. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% GD en nudo 20. c) 17% GD en nudo 22. d) 50% GD en nudo 22. e) 17% GD en nudo 20 y 22. f) 50% GD en nudo 20 y 22.

B.2.1.5. Valores de TMS. Cortocircuito trifásico en F7

Los valores del TMS obtenidos para este escenario se muestran en la figura B.65

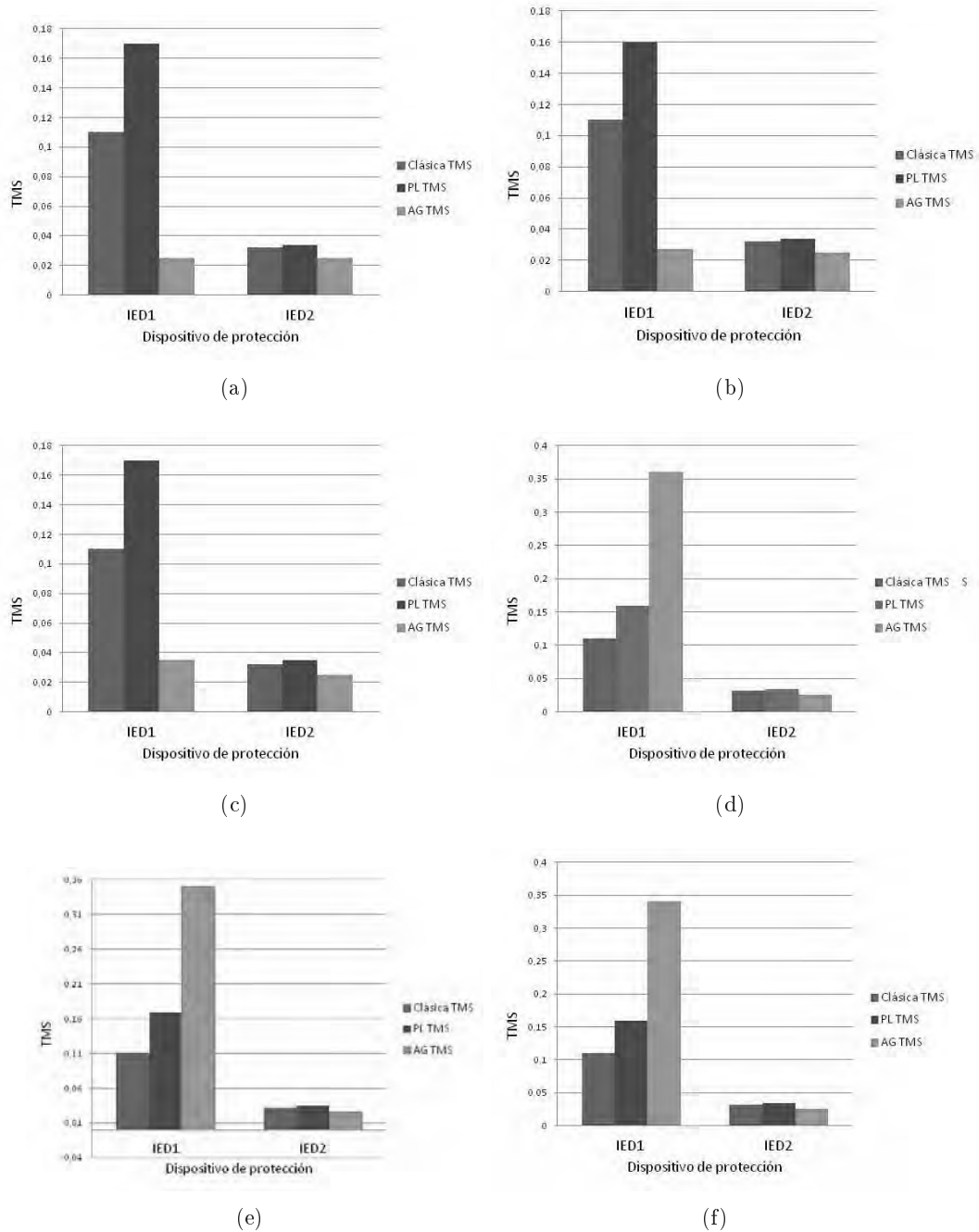


Figura B.65: Valores del parámetro TMS, falta trifásica F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17 % GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.

B.2.1.6. Valores de TMS. Cortocircuito monofásico en F7

El valor de TMS para cortocircuito monofásico, se refleja en la figura B.66

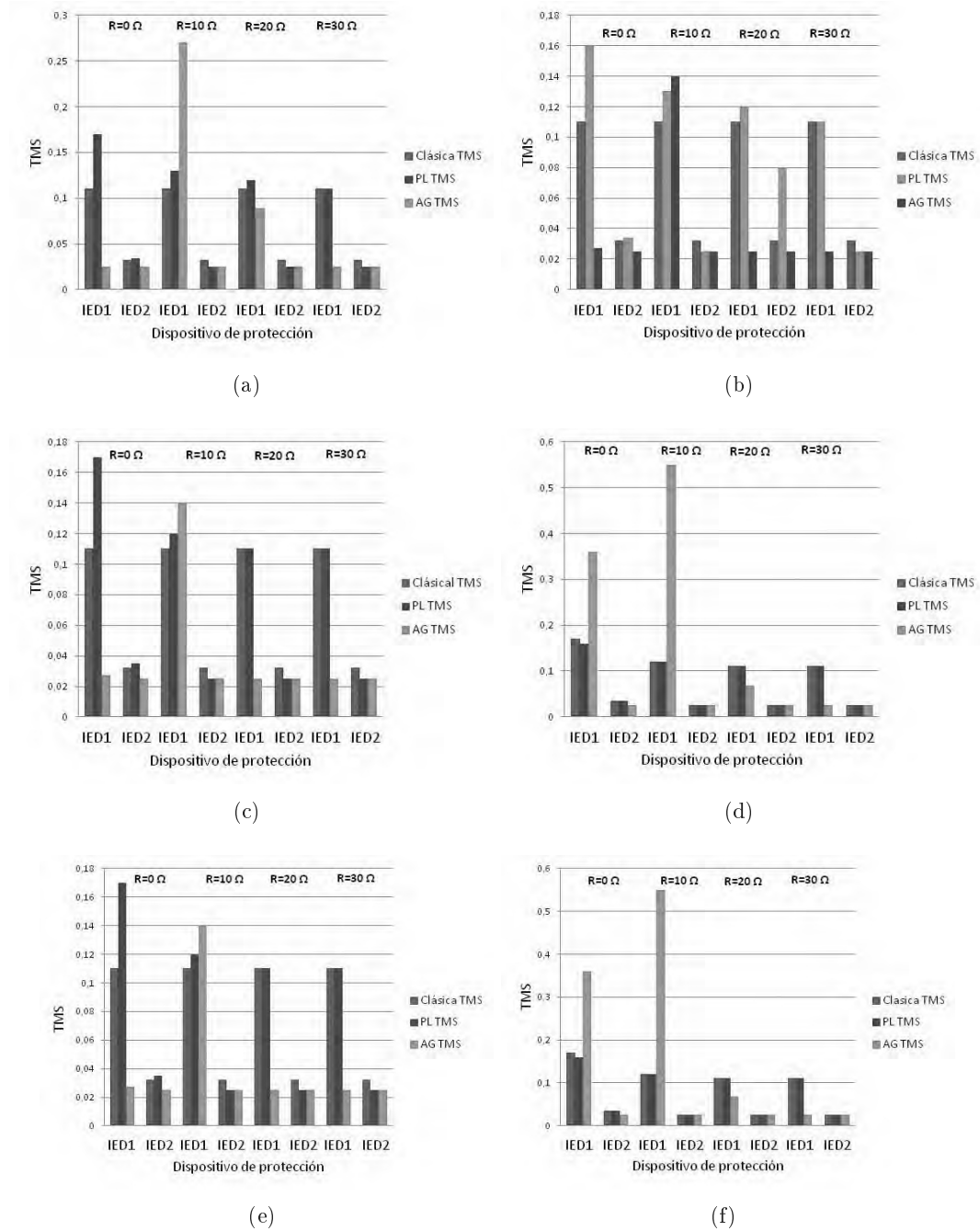


Figura B.66: Valores del parámetro TMS, falta monofásica F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17 % GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.

B.2.2. Líneas derivada 4 y 5

En esta sección se analizan y representan los valores de operación óptimos para α y β . TMS y tiempo de operación obtenidos por AHFLI para los relés de sobreintensidad instalados en las líneas derivadas 4 y 5.

B.2.2.1. Líneas derivada 4

La tabla B.67 representa en función de cada técnica de coordinación utilizada en esta Tesis los valores obtenidos para α y β . TMS y tiempo de operación en el caso de cortocircuito monofásico en F25, se escogió esta falta para ver la respuesta de los dos OCR (4.1 y 4.2), puesto que la falta en F24 carece de interés por tratarse de un solo relé.

		Cortocircuito Monofásico en F25																	
		TMS sin optimizar (Clasica)						TMS (PI)											
		GD 2012		DG 2012		TMS sin optimizar (Clasica)		GD 2012		DG 2012		TMS (PI)		GD 2012		DG 2012		TMS (PI)	
		17%	50%	17%	50%	17%	50%	17%	50%	17%	50%	17%	50%	17%	50%	17%	50%	17%	50%
		TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top
R=0	OCR4.1	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53
	OCR4.2	0.082	0.22	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21
	OCR4.1	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53
R=10	OCR4.1	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53
	OCR4.2	0.082	0.22	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21
	OCR4.1	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53
R=20	OCR4.1	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53
	OCR4.2	0.082	0.22	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21
	OCR4.1	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53
R=30	OCR4.1	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53
	OCR4.2	0.082	0.22	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21
	OCR4.1	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53

		Cortocircuito Monofásico F25																	
		TMS sin optimizar (Clasica)						TMS (PI)											
		GD 2012		DG 2012		TMS sin optimizar (Clasica)		GD 2012		DG 2012		TMS (PI)		GD 2012		DG 2012		TMS (PI)	
		17%	50%	17%	50%	17%	50%	17%	50%	17%	50%	17%	50%	17%	50%	17%	50%	17%	50%
		TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top	TMS	top
R=0	OCR4.1	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53
	OCR4.2	0.082	0.22	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21
	OCR4.1	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53
R=10	OCR4.1	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53
	OCR4.2	0.082	0.22	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21
	OCR4.1	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53
R=20	OCR4.1	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53
	OCR4.2	0.082	0.22	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21
	OCR4.1	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53
R=30	OCR4.1	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53
	OCR4.2	0.082	0.22	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21	0.082	0.21
	OCR4.1	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53	0.17	0.53

Tabla B.67: Valores α y β óptimos, TMS y tiempo de operación para relés de sobreintensidad ubicados en la línea derivada 4. Falta en F25

A continuación se representan los resultados obtenidos para cada parámetro.

■ Parámetro α . Cortocircuito monofásico F25.

La figura B.68, representa los valores obtenidos de este parámetro en función del % de GD inyectada y la resistencia de falta.

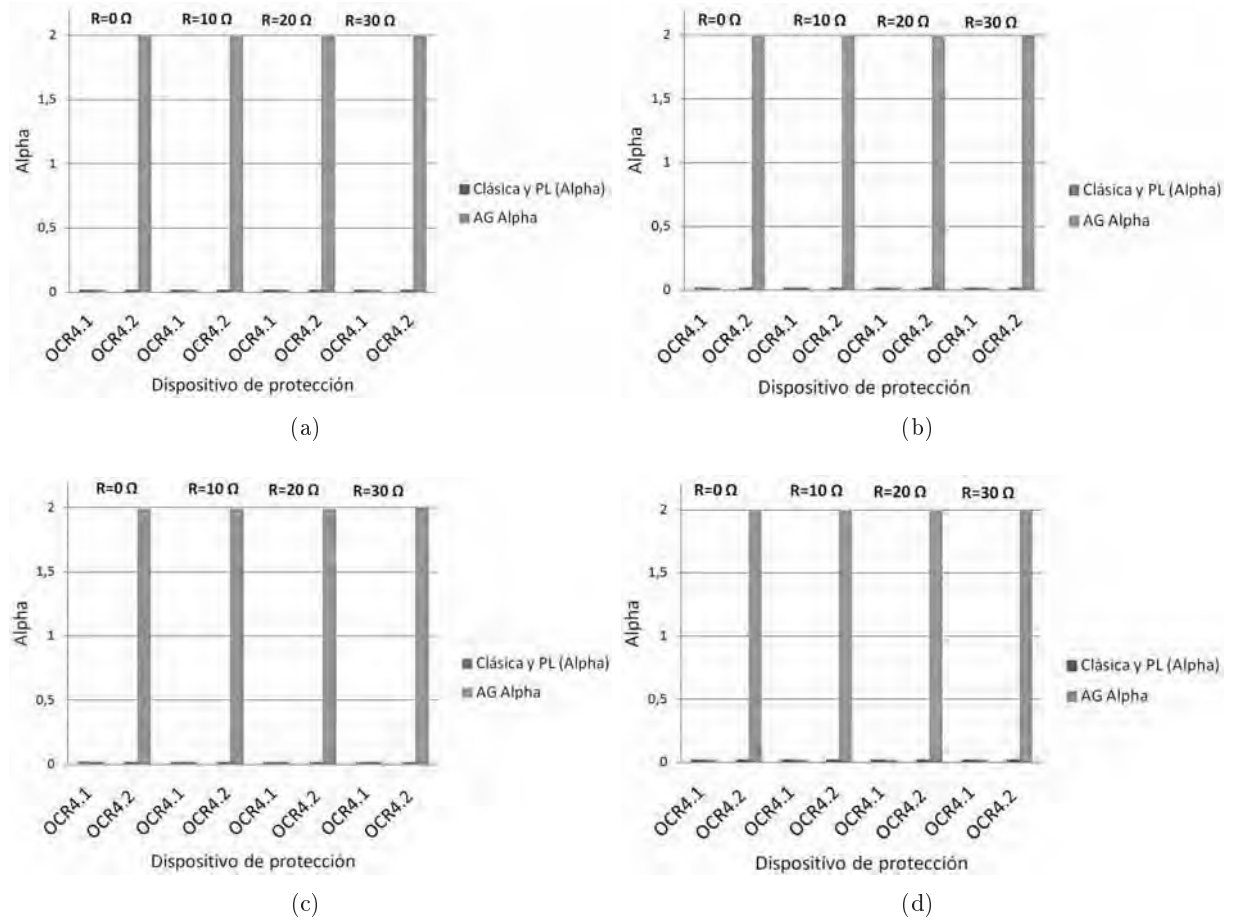


Figura B.68: Valores del parámetro α , falta monofásica F25. a) 17 % GD en nudo 20.

b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.

■ Parámetro β . Cortocircuito monofásico F25.

La figura B.69 muestra los valores de β obtenidos para cada técnica de coordinación utilizada.

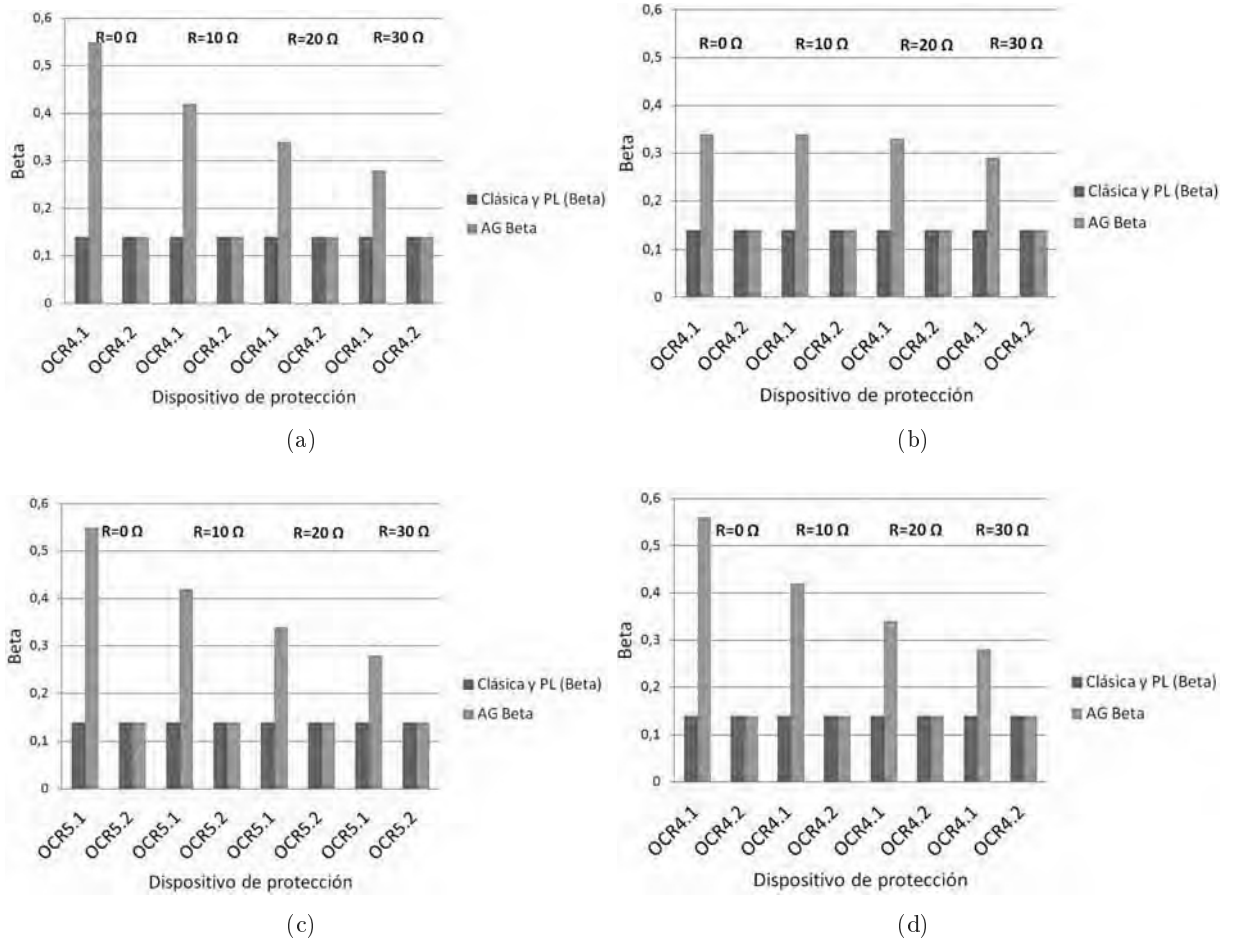


Figura B.69: Valores del parámetro β , falta monofásica F25. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% nudo 20. c) 17% GD en nudo 20 y 22. d) 50% GD en nudo 20 y 22.

■ Parámetro TMS. Cortocircuito monofásico F25.

Los valores de TMS obtenidos para este escenario se muestran la figura B.70

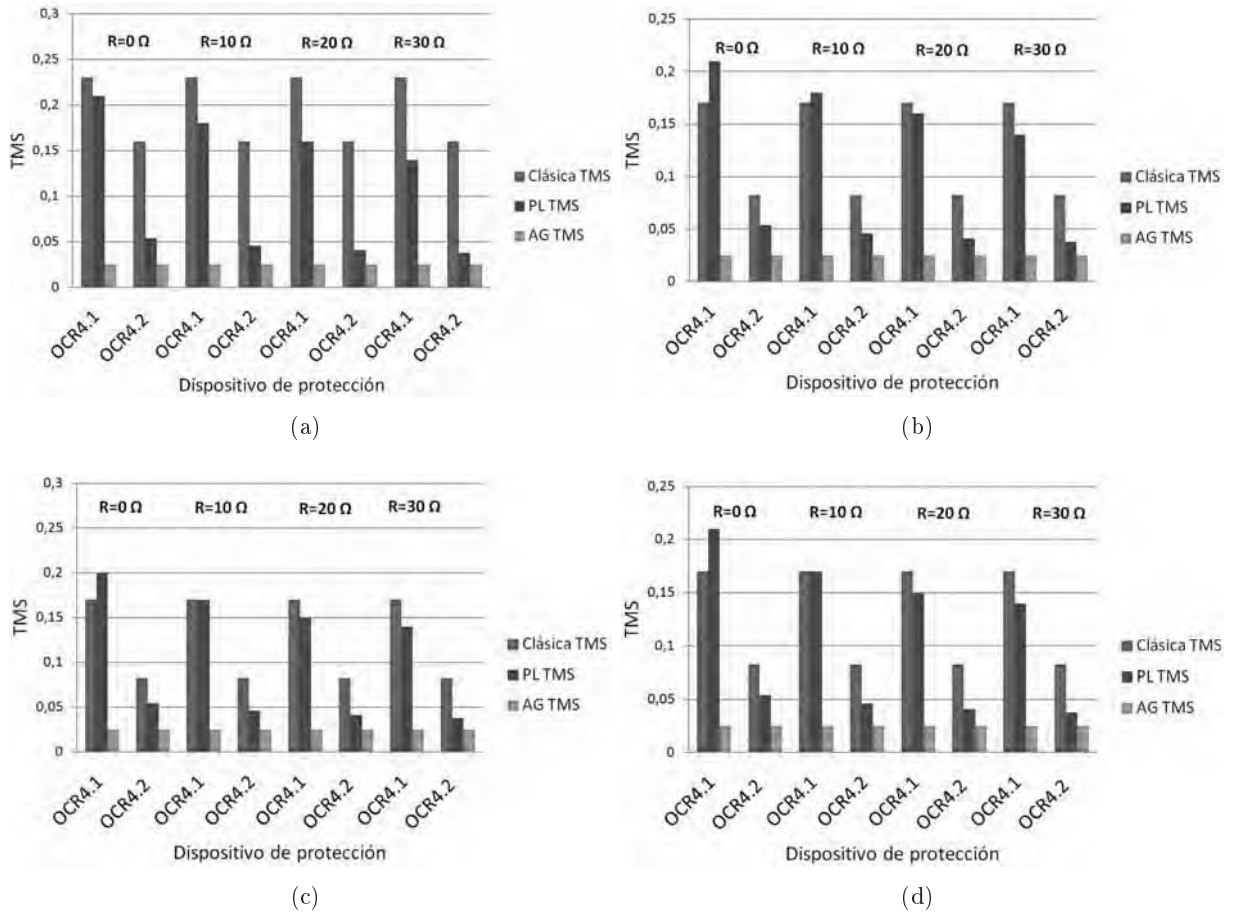


Figura B.70: Valores del parámetro TMS, falta monofásica F25. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.

B.2.2.2. Línea derivada 5

En esta sección se obtendrán los valores para α y β . TMS y tiempo de operación en el caso de cortocircuito monofásico en F27, F28 y F29, que se muestran en las tablas B.71, B.72 y B.73 respectivamente.

		Cortocircuito Monofásico F27											
		TMS (Clásica)						TMS (PL)					
		GD 20/22			GD 20+22			GD 20			GD 20+22		
		17%		50%		17%		50%		17%		50%	
		TMS	t_{op}	TMS	t_{op}	TMS	t_{op}	TMS	t_{op}	TMS	t_{op}	TMS	t_{op}
R=0	OCR3.1	0.23	0.84	0.23	0.83	0.23	0.83	0.23	0.82	0.20	0.73	0.20	0.72
	OCR3.2	0.16	0.52	0.16	0.51	0.16	0.52	0.17	0.51	0.052	0.16	0.051	0.16
	OCR3.3	0.062	-	0.062	-	0.062	-	-	-	-	-	-	-
R=10	OCR3.1	0.23	1.12	0.23	1.11	0.23	1.11	0.23	1.10	0.17	0.83	0.18	0.82
	OCR3.2	0.16	0.68	0.16	0.67	0.16	0.67	0.16	0.67	0.039	0.21	0.039	0.21
	OCR3.3	0.062	-	0.062	-	0.062	-	-	-	-	-	-	-
R=20	OCR3.1	0.23	1.41	0.23	1.39	0.23	1.40	0.23	1.38	0.16	0.98	0.16	0.97
	OCR3.2	0.16	0.84	0.16	0.83	0.16	0.83	0.16	0.82	0.04	0.26	0.040	0.26
	OCR3.3	0.062	-	0.062	-	0.062	-	-	-	-	-	-	-
R=30	OCR3.1	0.23	1.71	0.23	1.69	0.23	1.70	0.23	1.68	0.14	1.04	0.15	1.01
	OCR3.2	0.16	1.00	0.16	0.99	0.16	0.99	0.16	0.98	0.036	0.31	0.036	0.31
	OCR3.3	0.062	-	0.062	-	0.062	-	-	-	-	-	-	-

		Cortocircuito Monofásico F27											
		TMS (AG)						GD 20+22					
		GD 20/22			50%			17%			50%		
		17%		50%		17%		50%		17%		50%	
		β	α	TMS	t_{op}	β	α	TMS	t_{op}	β	α	TMS	t_{op}
R=0	OCR3.1	0.54	0.02	0.025	0.31	0.5	0.02	0.026	0.18	0.49	0.02	0.026	0.29
	OCR3.2	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.026	<0.1	1.99	0.025	<0.1	<0.1
	OCR3.3	0.51	0.02	0.025	0.38	0.4	0.02	0.025	0.29	0.4	0.02	0.025	0.29
R=10	OCR3.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1
	OCR3.2	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1
	OCR3.3	0.33	0.02	0.025	0.29	0.33	0.02	0.025	0.29	0.33	0.02	0.025	0.29
R=20	OCR3.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1
	OCR3.2	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1
	OCR3.3	0.29	0.02	0.025	0.3	0.29	0.02	0.025	0.3	0.29	0.02	0.025	0.3
R=30	OCR3.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1
	OCR3.2	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1
	OCR3.3	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.025	<0.1

Tabla B.71: Valores α y β óptimos, TMS y tiempo de operación para OCR ubicados en la línea derivada 5 para cortocircuito monofásico en F27

		Cortocircuito Monofásico F28											
		TMS (Clásica)						TMS (PL)					
		GD 20/22			GD 70+22			GD 70			GD 20+22		
		17%		50%		17%		17%		50%		50%	
		TMS	t _{op}	TMS	t _{op}	TMS	t _{op}	TMS	t _{op}	TMS	t _{op}	TMS	t _{op}
R=0	OCR5.1	0.23	0.87	0.23	0.86	0.23	0.85	0.32	1.21	0.35	1.31	0.32	1.29
	OCR5.2	0.16	0.54	0.16	0.53	0.16	0.53	0.2	0.67	0.2	0.66	0.2	0.66
	OCR5.3	0.062	0.2	0.062	0.20	0.062	0.2	0.05	0.16	0.051	0.16	0.051	0.16
R=10	OCR5.1	0.23	1.15	0.23	1.14	0.23	1.12	0.3	1.5	0.3	1.49	0.3	1.47
	OCR5.2	0.16	0.69	0.16	0.69	0.16	0.68	0.17	0.74	0.17	0.73	0.17	0.72
	OCR5.3	0.062	0.26	0.062	0.26	0.062	0.26	0.043	0.21	0.044	0.21	0.044	0.21
R=20	OCR5.1	0.23	1.44	0.23	1.42	0.23	1.43	0.27	1.69	0.27	1.67	0.27	1.65
	OCR5.2	0.16	0.85	0.16	0.84	0.16	0.84	0.15	0.83	0.15	0.79	0.15	0.88
	OCR5.3	0.062	0.32	0.062	0.32	0.062	0.32	0.039	0.26	0.039	0.26	0.039	0.26
R=30	OCR5.1	0.23	1.74	0.23	1.73	0.23	1.71	0.25	1.89	0.25	1.88	0.25	1.86
	OCR5.2	0.16	1.01	0.16	1.00	0.16	0.99	0.14	0.89	0.14	0.88	0.14	0.88
	OCR5.3	0.062	0.39	0.062	0.38	0.062	0.38	0.036	0.31	0.036	0.31	0.036	0.3

		Cortocircuito Monofásico F28											
		TMS (AG)						GD 20+22					
		GD 20/22			50%			17%			50%		
		β	α	TMS	top	β	α	β	α	TMS	top	β	α
R=0	OCR5.1	0.14	0.02	0.229	0.76	0.14	0.025	0.6	0.14	0.025	0.6	0.14	0.025
	OCR5.2	0.5	0.02	0.025	0.29	0.5	0.02	0.29	0.5	0.025	0.29	0.51	0.025
	OCR5.3	0.14	0.032	0.228	0.6	0.14	0.032	0.59	0.14	0.032	0.59	0.14	0.032
R=10	OCR5.1	0.38	0.02	0.025	0.29	0.39	0.02	0.025	0.3	0.025	0.29	0.39	0.025
	OCR5.2	0.14	0.039	0.227	0.59	0.14	0.038	0.6	0.14	0.038	0.6	0.14	0.038
	OCR5.3	0.31	0.02	0.025	0.29	0.32	0.02	0.025	0.29	0.025	0.3	0.32	0.025
R=20	OCR5.1	0.14	0.045	0.226	0.62	0.14	0.041	0.65	0.14	0.044	0.61	0.14	0.044
	OCR5.2	0.26	0.02	0.025	0.29	0.27	0.02	0.025	0.3	0.025	0.27	0.27	0.025
	OCR5.3	0.14	0.02	0.025	0.29	0.14	0.02	0.025	0.14	0.025	0.27	0.14	0.025

		Cortocircuito Monofásico F28 (Cont.)											
		TMS (AG)						GD 20+22					
		GD 20/22			50%			17%			50%		
		β	α	TMS	top	β	α	β	α	TMS	top	β	α
R=0	OCR5.1	0.5	0.02	0.025	0.29	0.5	0.02	0.5	0.02	0.025	0.29	0.51	0.025
	OCR5.2	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.14	2	0.025	<0.1	2	0.025
	OCR5.3	0.38	0.02	0.025	0.29	0.39	0.02	0.39	0.02	0.025	0.29	0.39	0.025
R=10	OCR5.1	0.14	1.99	0.025	<0.1	0.14	1.99	0.14	1.99	0.025	<0.1	1.99	0.025
	OCR5.2	0.31	0.02	0.025	0.29	0.32	0.02	0.32	0.02	0.025	0.3	0.32	0.025
	OCR5.3	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.14	2	0.025	<0.1	2	0.025
R=20	OCR5.1	0.26	0.02	0.025	0.29	0.27	0.02	0.27	0.02	0.025	0.27	0.27	0.025
	OCR5.2	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.14	2	0.025	<0.1	2	0.025
	OCR5.3	0.14	2	0.025	<0.1	0.14	2	0.14	2	0.025	<0.1	2	0.025

Tabla B.72: Valores α y β óptimos, TMS y tiempo de operación para OCR ubicados en la línea derivada 5 para cortocircuito monofásico en F28

		Cortocircuito Monofásico F29											
		TMS (clásica)						TMS (PL)					
		GD 20/22			GD 20-22			GD 20			GD 20-22		
		17%	50%	TMS	17%	50%	TMS	17%	50%	TMS	17%	50%	TMS
		α	β	t_{op}	α	β	t_{op}	α	β	t_{op}	α	β	t_{op}
R=0	OCR5 1	0.23	0.86	0.23	0.85	0.23	0.86	0.23	0.85	0.35	1.30	0.35	1.31
	OCR5 2	0.16	0.53	0.16	0.53	0.16	0.52	0.20	0.67	0.20	0.67	0.20	0.66
	FUSE	0.062	-	0.062	-	0.062	-	0.050	-	0.050	-	0.051	-
R=10	OCR5 1	0.23	1.14	0.23	1.13	0.23	1.12	0.30	1.49	0.34	1.68	0.30	1.46
	OCR5 2	0.16	0.69	0.16	0.69	0.16	0.68	0.17	0.74	0.17	0.73	0.17	0.72
	FUSE	0.062	-	0.062	-	0.062	-	0.043	-	0.044	-	0.044	-
R=20	OCR5 1	0.23	1.43	0.23	1.42	0.23	1.40	0.27	1.68	0.27	1.67	0.27	1.65
	OCR5 2	0.16	0.85	0.16	0.84	0.16	0.83	0.15	0.80	0.15	0.69	0.15	0.78
	FUSE	0.062	-	0.062	-	0.062	-	0.039	-	0.039	-	0.039	-
R=30	OCR5 1	0.23	1.74	0.23	1.72	0.23	1.70	0.25	1.89	0.25	1.87	0.25	1.85
	OCR5 2	0.16	1.01	0.16	1.00	0.16	0.99	0.14	0.88	0.14	0.88	0.14	0.87
	FUSE	0.062	-	0.062	-	0.062	-	0.036	-	0.036	-	0.036	-

		Cortocircuito Monofásico F29											
		TMS (AG)						GD 20-22					
		17%	50%	TMS	17%	50%	TMS	17%	50%	TMS	17%	50%	TMS
		α	β	t_{op}	α	β	t_{op}	α	β	t_{op}	α	β	t_{op}
R=0	OCR5 1	0.14	0.025	0.609	0.14	0.025	0.6	0.025	0.14	0.025	0.606	0.14	0.025
	OCR5 2	0.5	0.02	0.025	0.29	0.5	0.29	0.02	0.025	0.29	0.02	0.025	0.29
	FUSE	-	-	0.01	-	-	0.01	-	-	0.01	-	-	0.01
R=10	OCR5 1	0.14	0.032	0.228	0.601	0.14	0.032	0.228	0.597	0.14	0.032	0.288	0.592
	OCR5 2	0.38	0.02	0.025	0.29	0.39	0.3	0.02	0.025	0.29	0.02	0.025	0.29
	FUSE	-	-	0.011	-	-	0.011	-	-	0.011	-	-	0.011
R=20	OCR5 1	0.14	0.039	0.227	0.593	0.14	0.038	0.228	0.606	0.14	0.038	0.228	0.601
	OCR5 2	0.31	0.02	0.025	0.29	0.32	0.29	0.02	0.025	0.3	0.02	0.025	0.29
	FUSE	-	-	0.023	-	-	0.022	-	-	0.022	-	-	0.022
R=30	OCR5 1	0.14	0.045	0.226	0.59	0.14	0.044	0.227	0.608	0.14	0.044	0.227	0.603
	OCR5 2	0.26	0.02	0.025	0.29	0.27	0.3	0.02	0.025	0.27	0.02	0.025	0.29
	FUSE	-	-	0.038	-	-	0.037	-	-	0.037	-	-	0.063

Tabla B.73: Valores α y β óptimos, TMS y tiempo de operación para OCR ubicados en la línea derivada 5 para cortocircuito monofásico en F29

A continuación se representan los valores de los distintos parámetros de los OCR en función de localización de la falta dentro de la línea derivada y para cada técnica de coordinación utilizada.

■ Parámetro α . Cortocircuito monofásico F27

La figura B.74, representa los valores obtenidos de este parámetro en función del % de GD inyectada y la resistencia de falta.

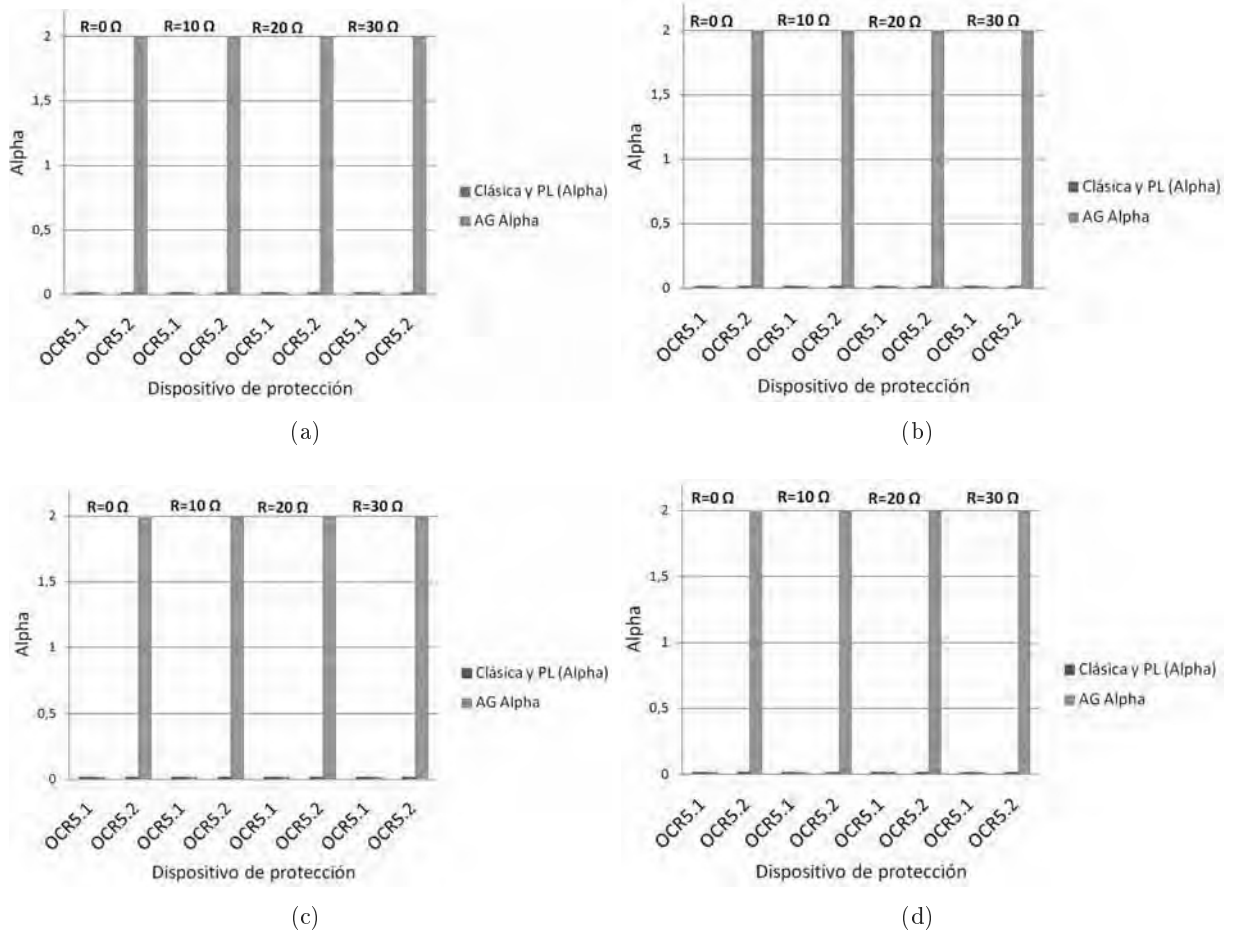


Figura B.74: Valores del parámetro α , falta monofásica F27. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.

■ Parámetro β . Cortocircuito monofásico F27

La figura B.75, representa los valores obtenidos de este parámetro en función del % de GD inyectada y la resistencia de falta.

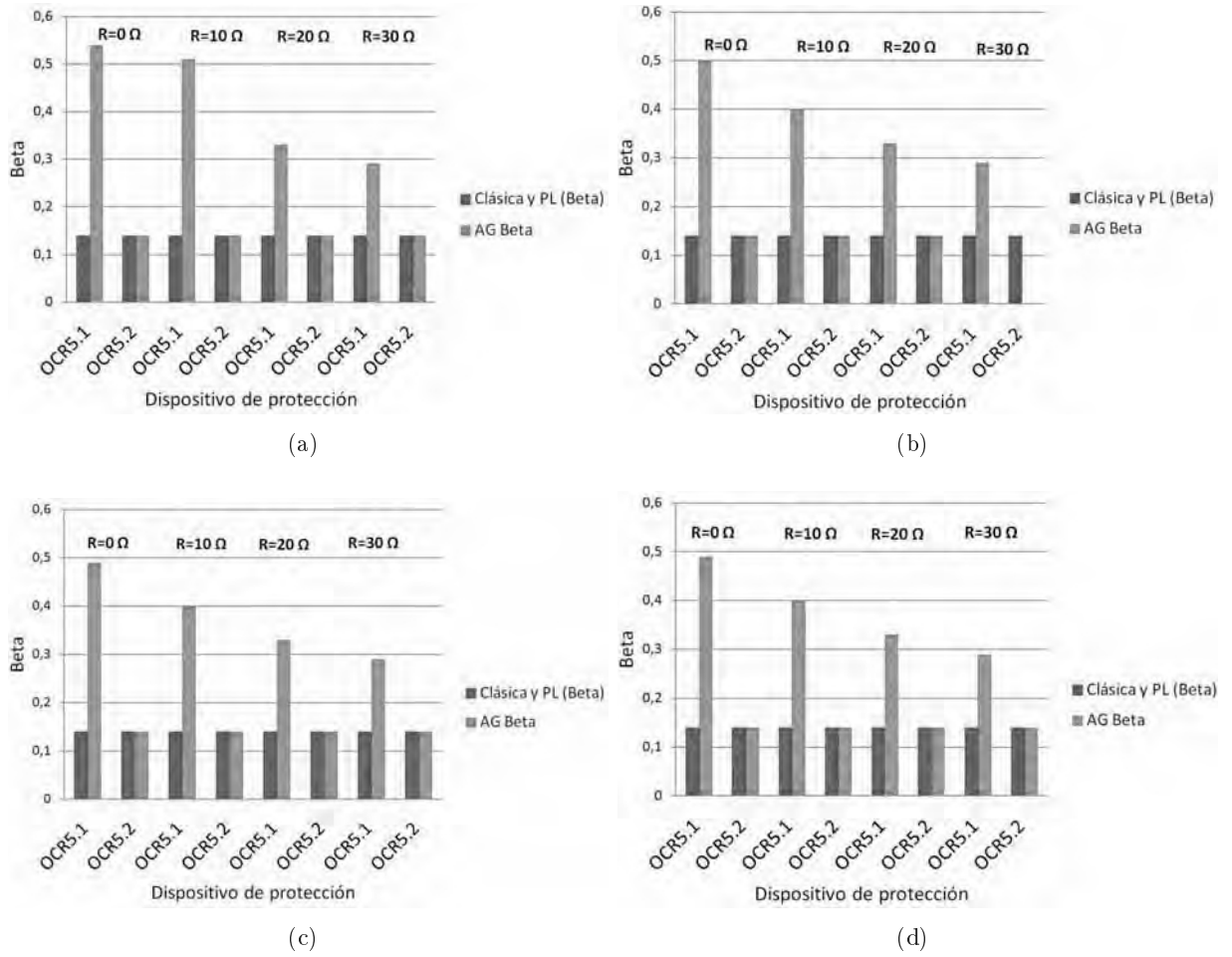


Figura B.75: Valores del parámetro β , falta monofásica F27. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% nudo 20. c) 17% GD en nudo 20 y 22. d) 50% GD en nudo 20 y 22.

■ Parámetro TMS. Cortocircuito monofásico F27

En la figura B.76, se representan los valores obtenidos de TMS en función del % de GD inyectada y la resistencia de falta.

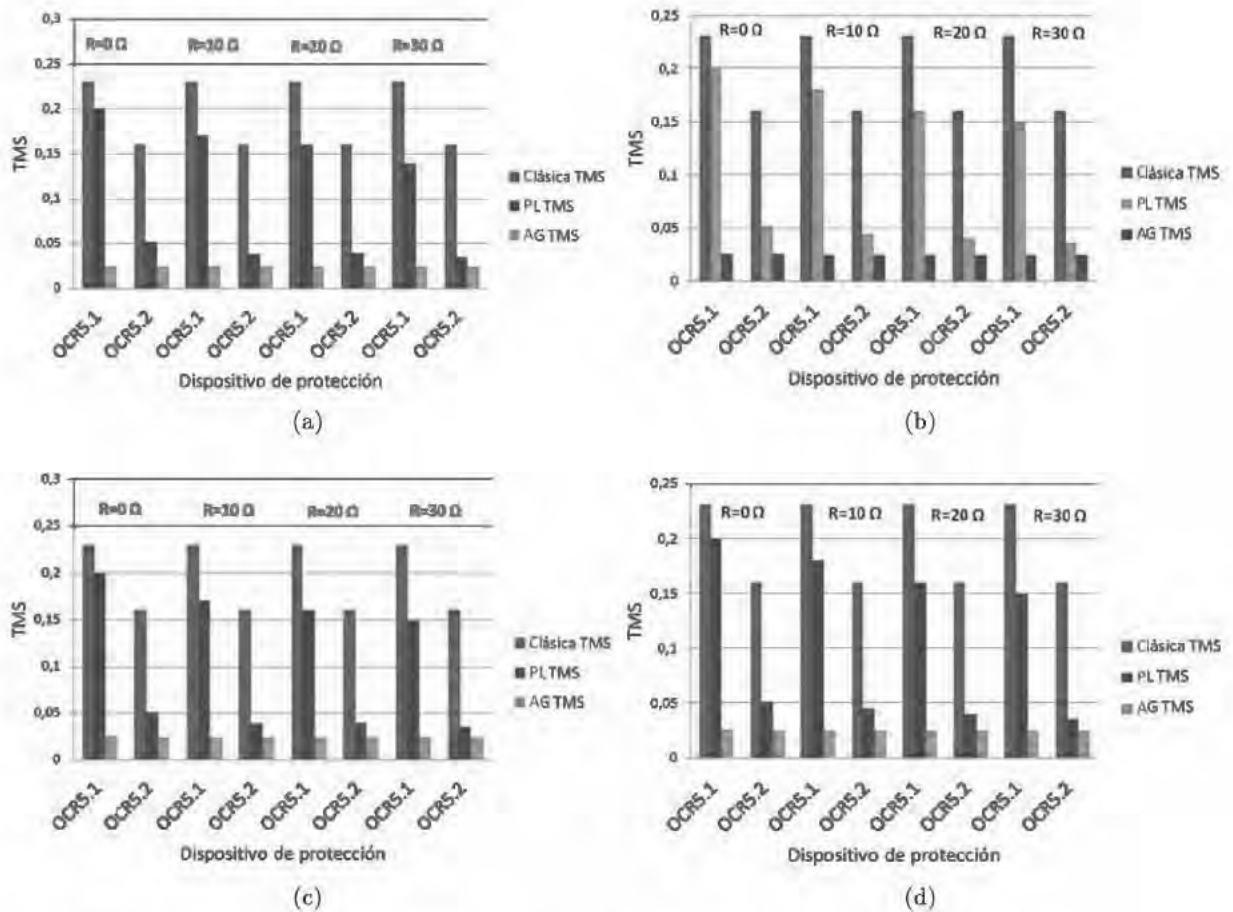


Figura B.76: Valores del parámetro TMS, falta monofásica F27. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.

■ Parámetro α . Cortocircuito monofásico F28

La figura B.77, representa los valores obtenidos de este parámetro en función del % de GD inyectada y la resistencia de falta.

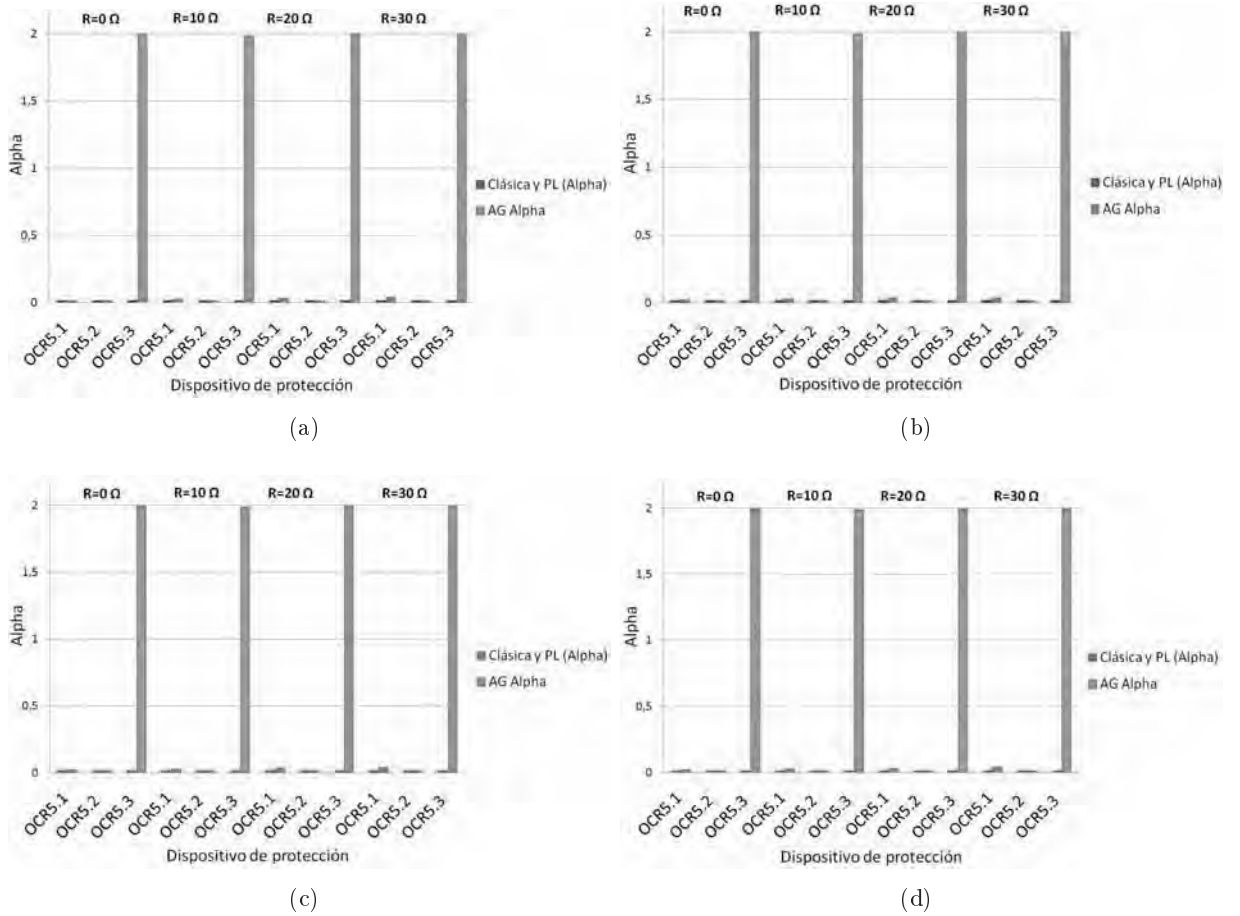


Figura B.77: Valores del parámetro α , falta monofásica F28. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.

■ Parámetro β . Cortocircuito monofásico F28

La figura B.78, representa los valores obtenidos de este parámetro en función del % de GD inyectada y la resistencia de falta.

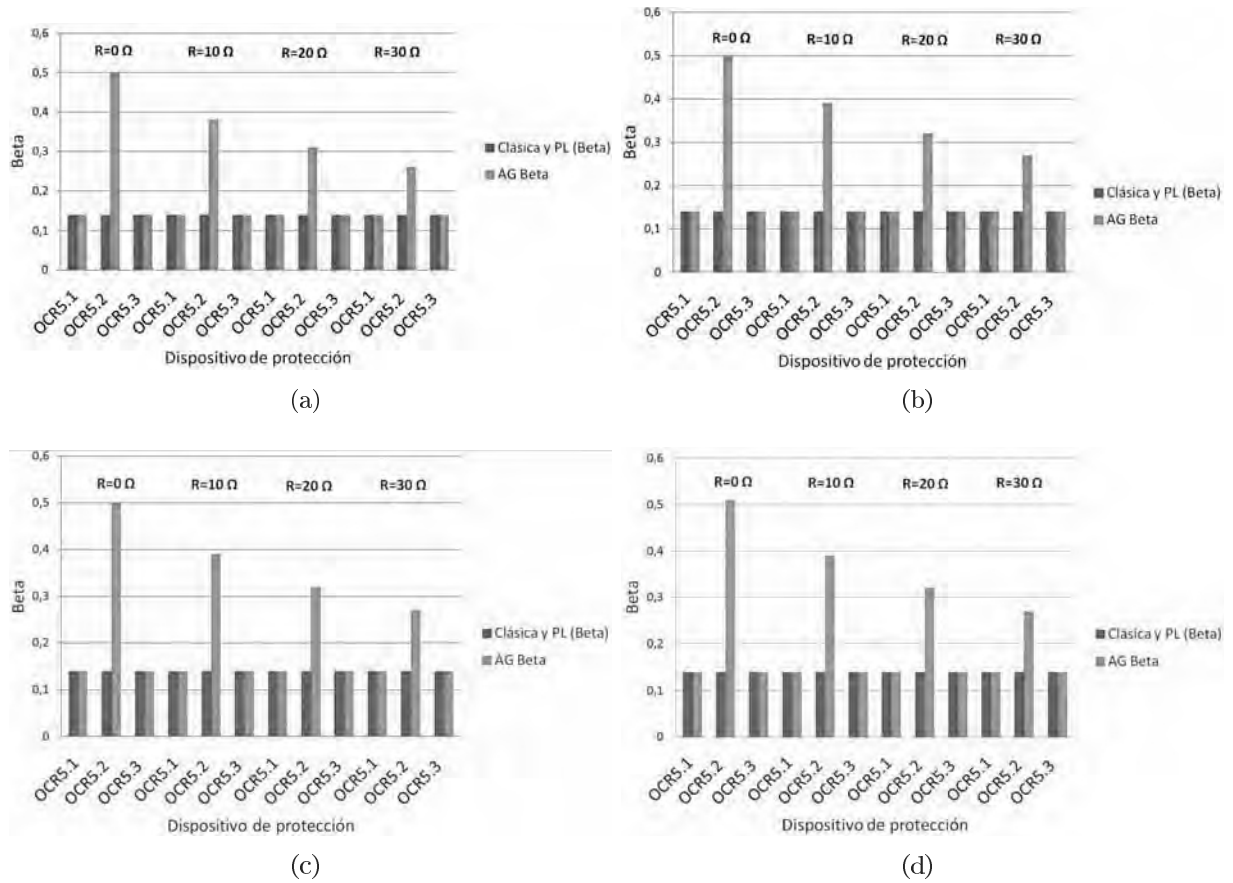


Figura B.78: Valores del parámetro β , falta monofásica F28. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% nudo 20. c) 17% GD en nudo 20 y 22. d) 50% GD en nudo 20 y 22.

■ Parámetro TMS. Cortocircuito monofásico F28

La figura B.79, representa los valores obtenidos de TMS en función del % de GD inyectada y la resistencia de falta.

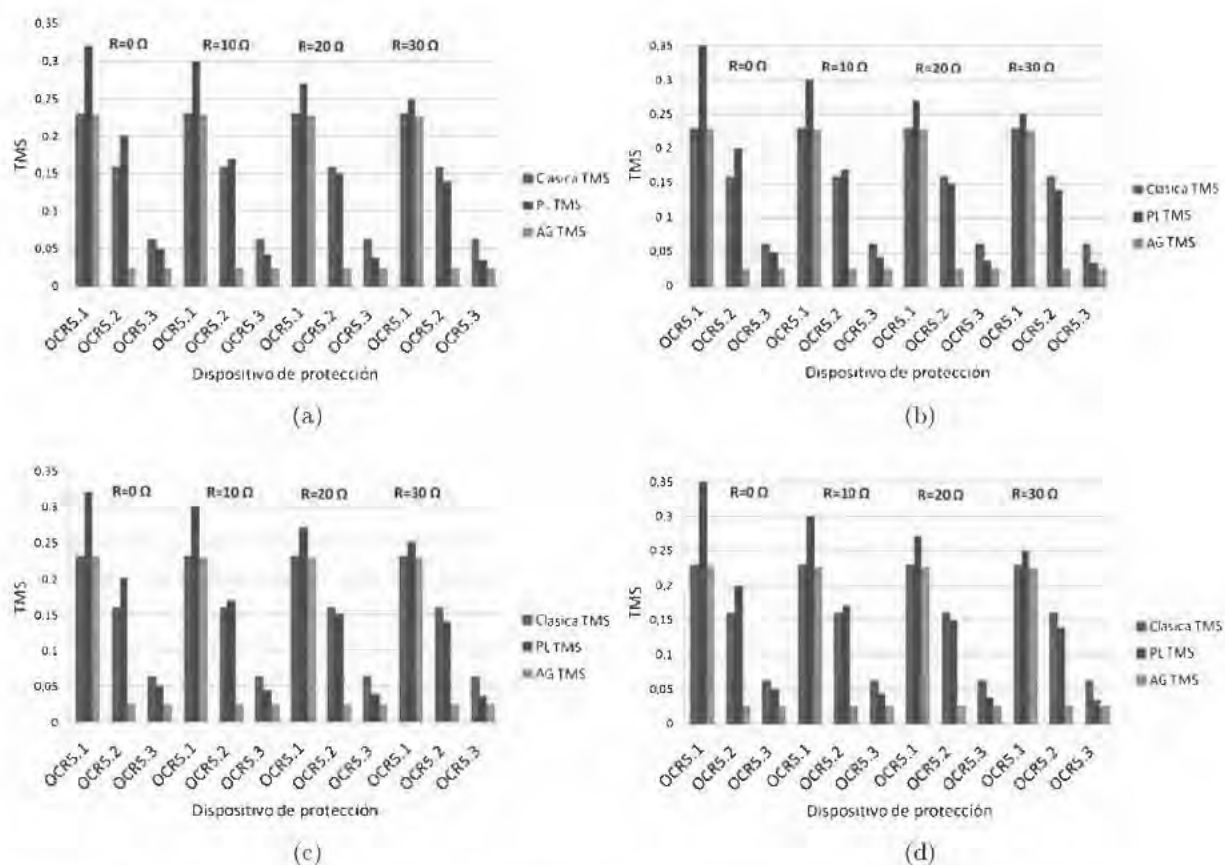


Figura B.79: Valores del parámetro TMS, falta monofásica F28. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.

■ Parámetro α . Cortocircuito monofásico F29

La figura B.80, representa los valores obtenidos de este parámetro en función del % de GD inyectada y la resistencia de falta.

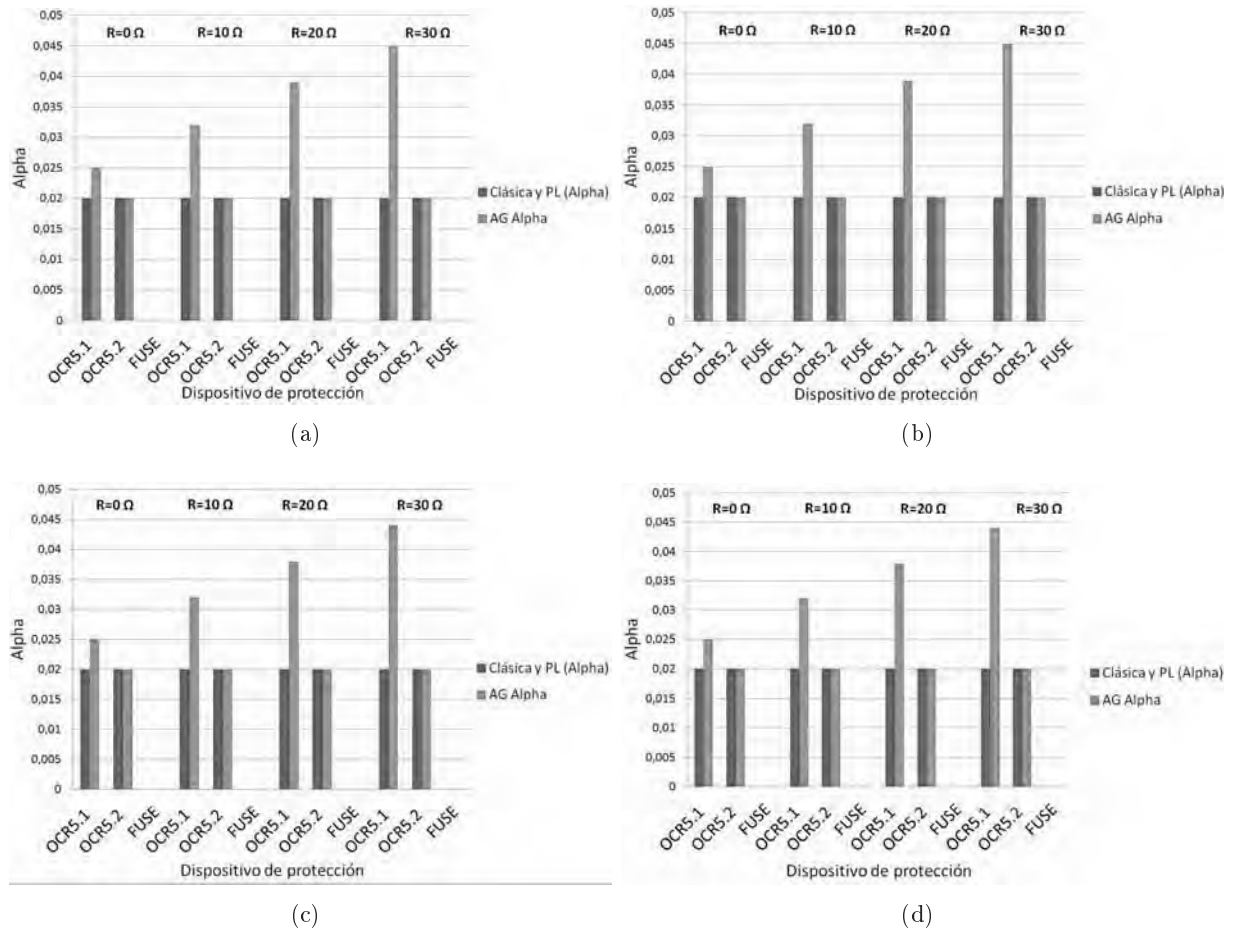


Figura B.80: Valores del parámetro α , falta monofásica F29. a) 17 % GD en nudo 20.

b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.

■ Parámetro β . Cortocircuito monofásico F29

La figura B.81, representa los valores obtenidos de este parámetro en función del % de GD inyectada y la resistencia de falta.

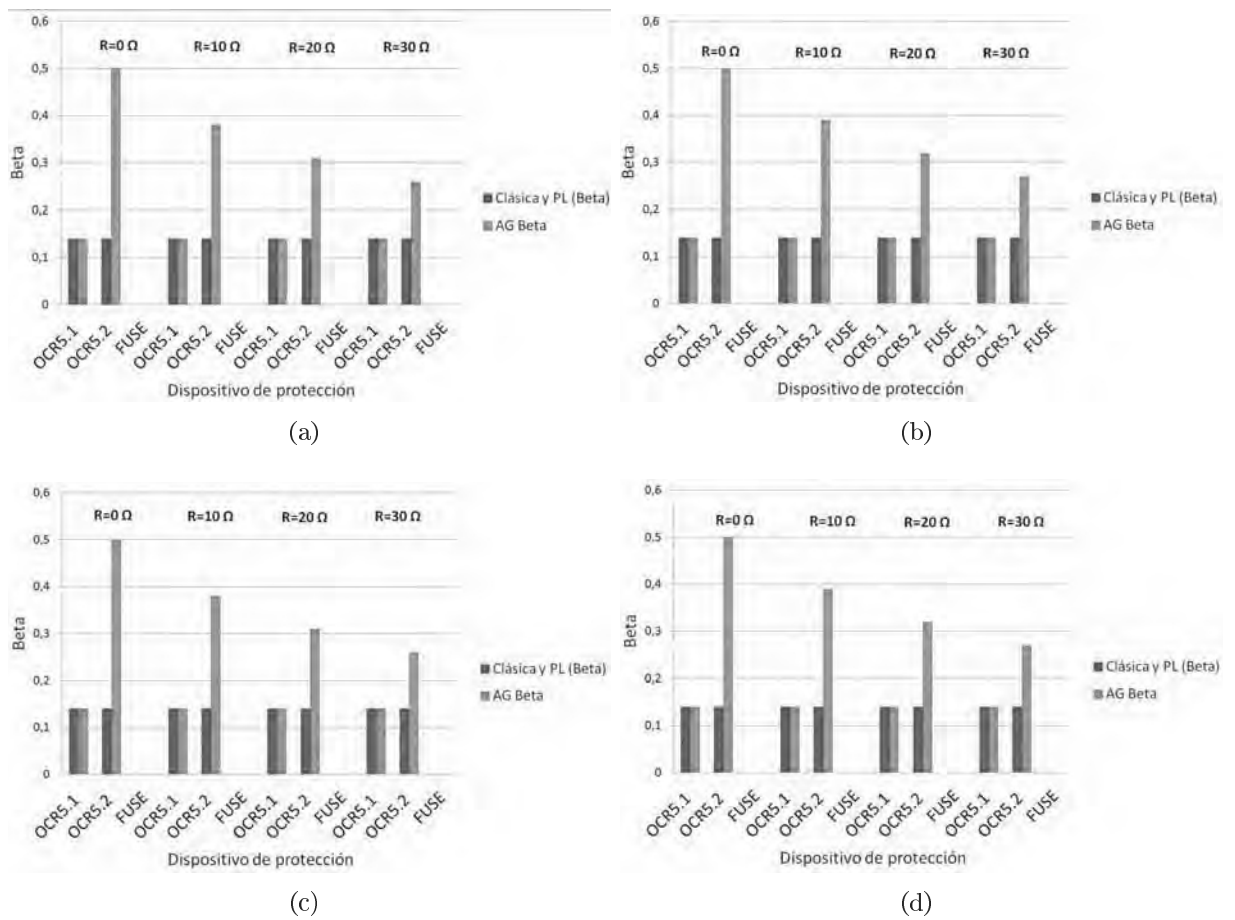


Figura B.81: Valores del parámetro β , falta monofásica F29. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% nudo 20. c) 17% GD en nudo 20 y 22. d) 50% GD en nudo 20 y 22.

■ Parámetro TMS. Cortocircuito monofásico F29

La figura B.82, representa los valores obtenidos de TMS en función del % de GD inyectada y la resistencia de falta.

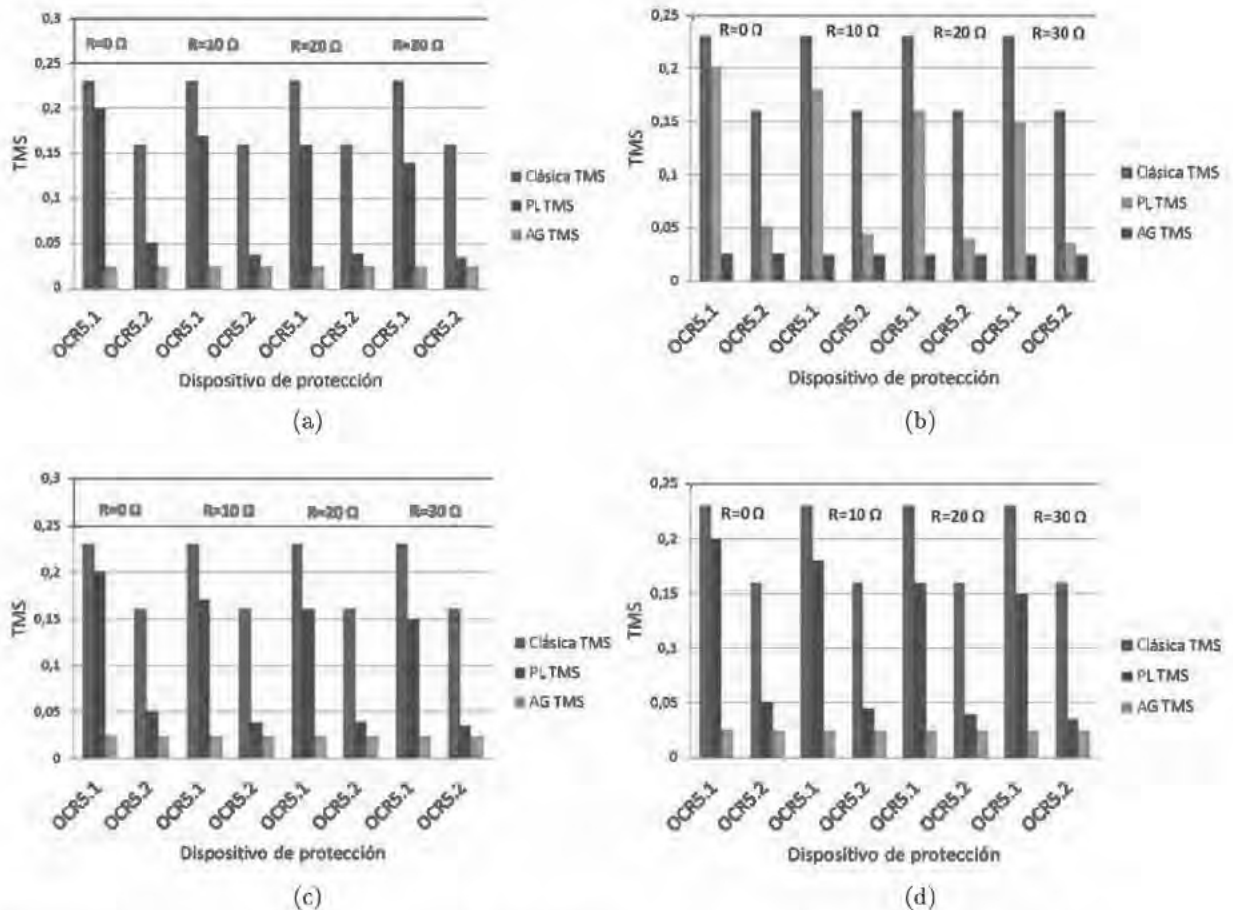


Figura B.82: Valores del parámetro TMS, falta monofásica F29. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% nudo 20, c) 17% GD en nudo 20 y 22. d) 50% GD en nudo 20 y 22.

B.3. Comparativa métodos de coordinación desarrollados

En esta sección se mostrará las curvas características de coordinación y tiempos de operación de los relés de sobreintensidad instalados en alimentador principal y las líneas derivadas 4 y 5. Se comparará la respuesta de los dispositivos con las técnicas de coordinación utilizadas en esta tesis.

B.3.1. Alimentador principal: Falta en F7

B.3.1.1. Cortocircuito trifásico F7

Las curvas características de coordinación de los dispositivos de protección para cortocircuito trifásico en F7 se muestran en la figura B.83.

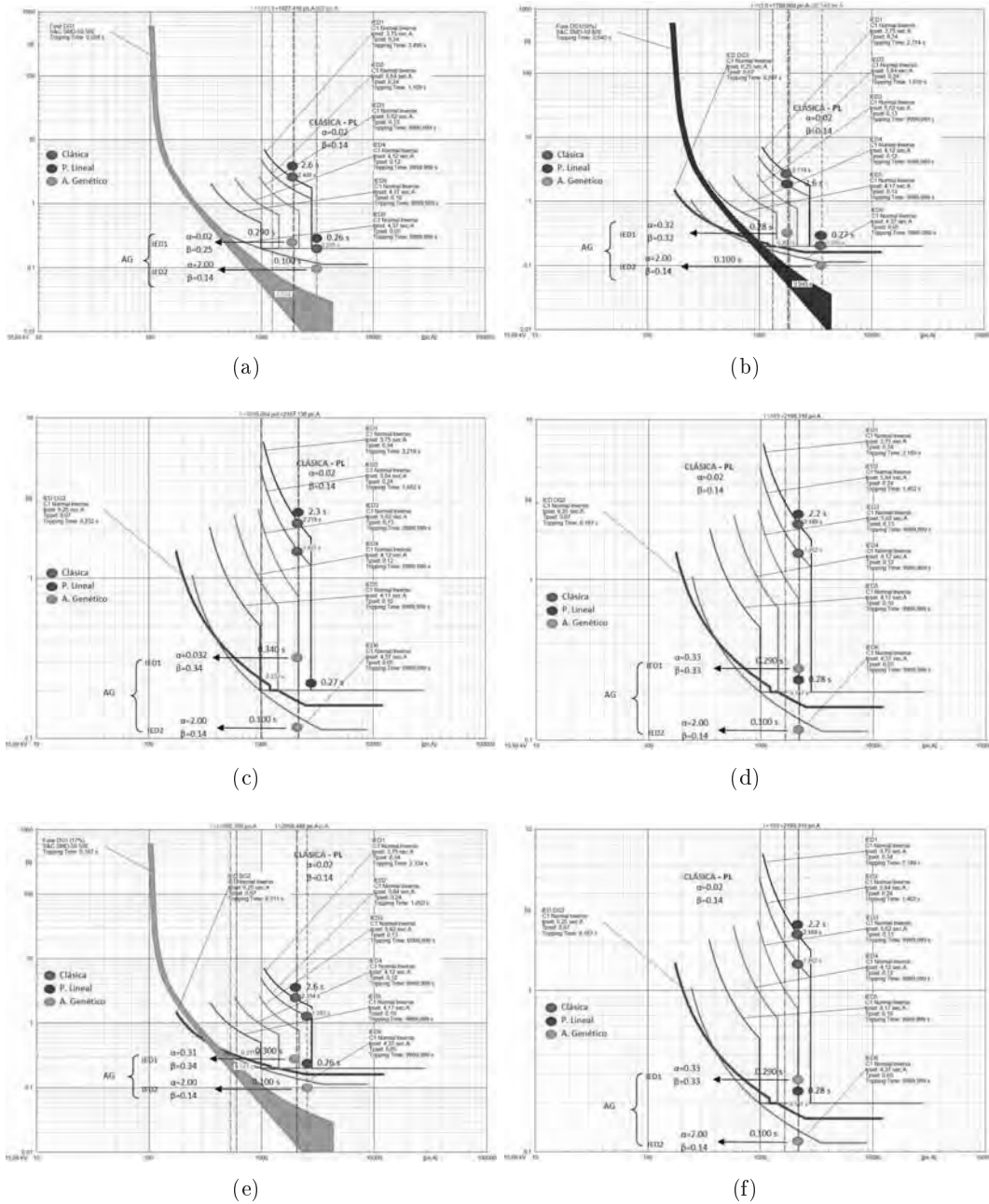


Figura B.83: Curvas características de coordinación, falta trifásica F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % GD en nudo 20. c) 17 % GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17 % GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.

Los tiempos de operación para este escenario son mostrados en la figura B.84, donde se puede observar que mediante AG el tiempo de actuación de los dispositivos es el menor que el obtenido con coordinación clásica y programación lineal.

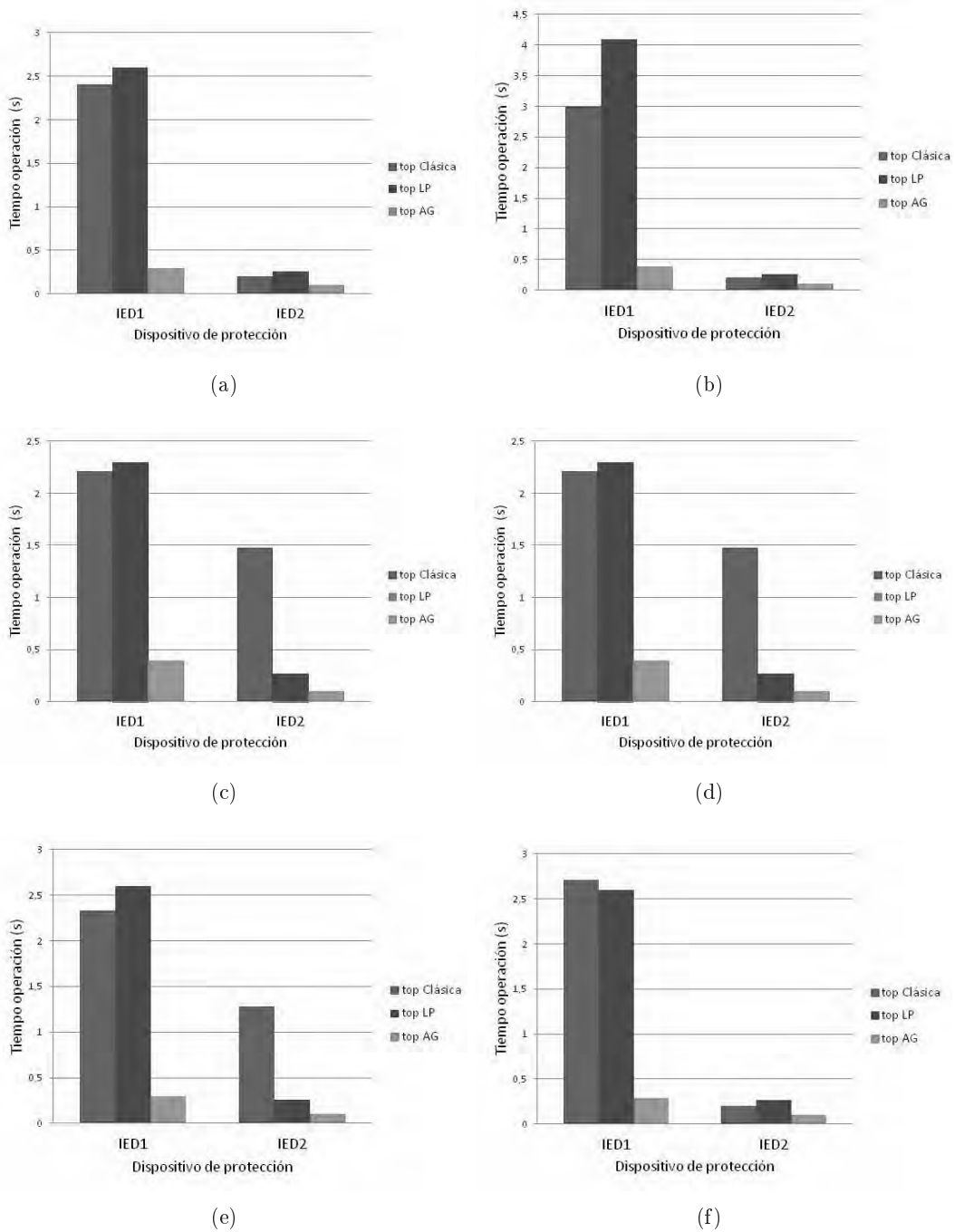


Figura B.84: Tiempos de operación IED1 e IED2, falta trifásica F7. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% nudo 20. c) 17% GD en nudo 22 d) 50% GD en nudo 22 e) 17% GD en nudo 20 y 22. f) 50% GD en nudo 20 y 22.

B.3.1.2. Cortocircuito monofásico F7.

Las curvas de coordinación para cortocircuito monofásico con distintos valores de resistencia de falta y para los diferentes escalones de potencia inyectada desde las GD, se muestran en las figuras B.85, B.86, B.87 y B.88.

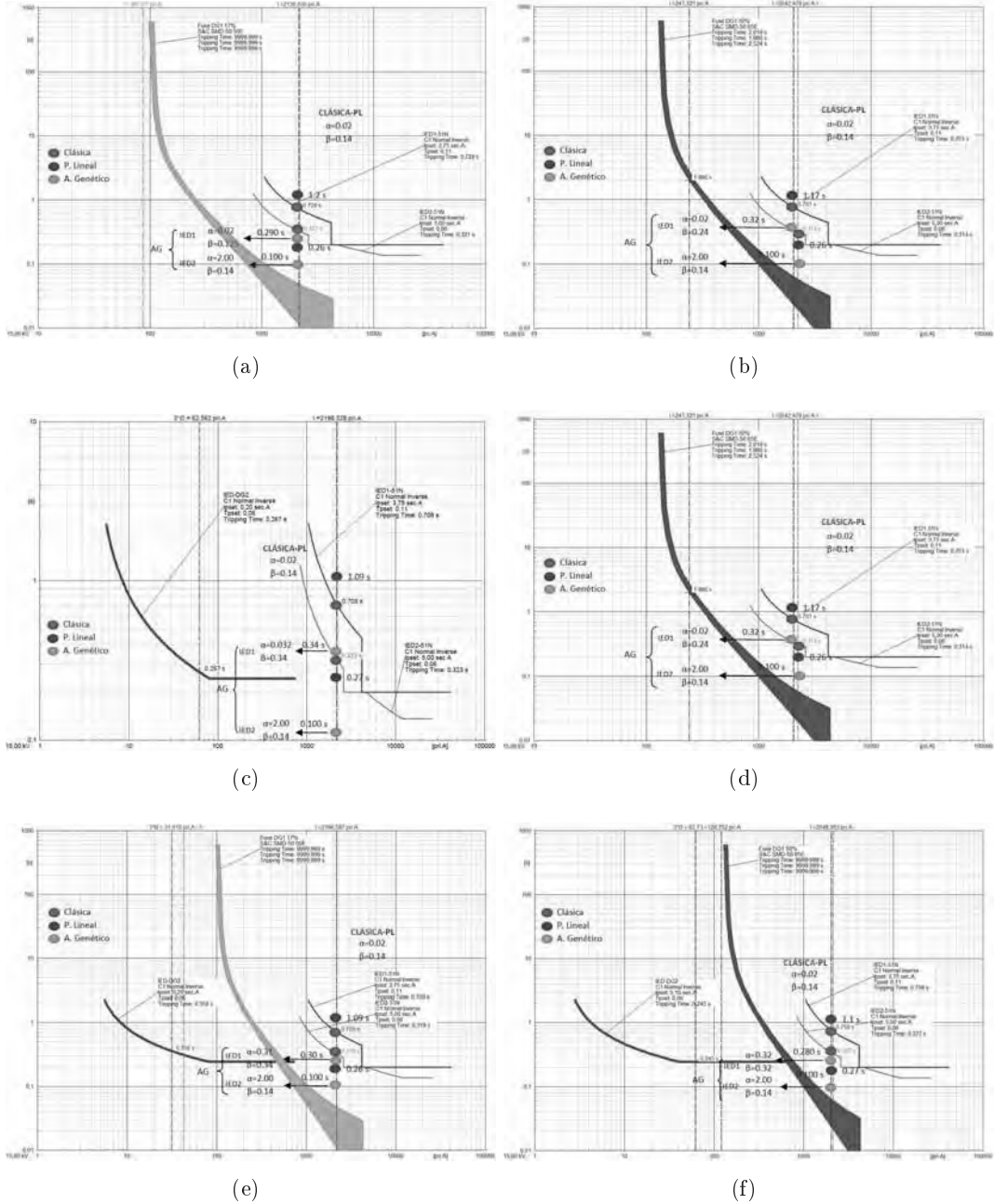


Figura B.85: Características de coordinación IED1 e IED2, monofásica $R = 0 \Omega$ en F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % GD en nudo 20. c) 17 % GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17 % GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.

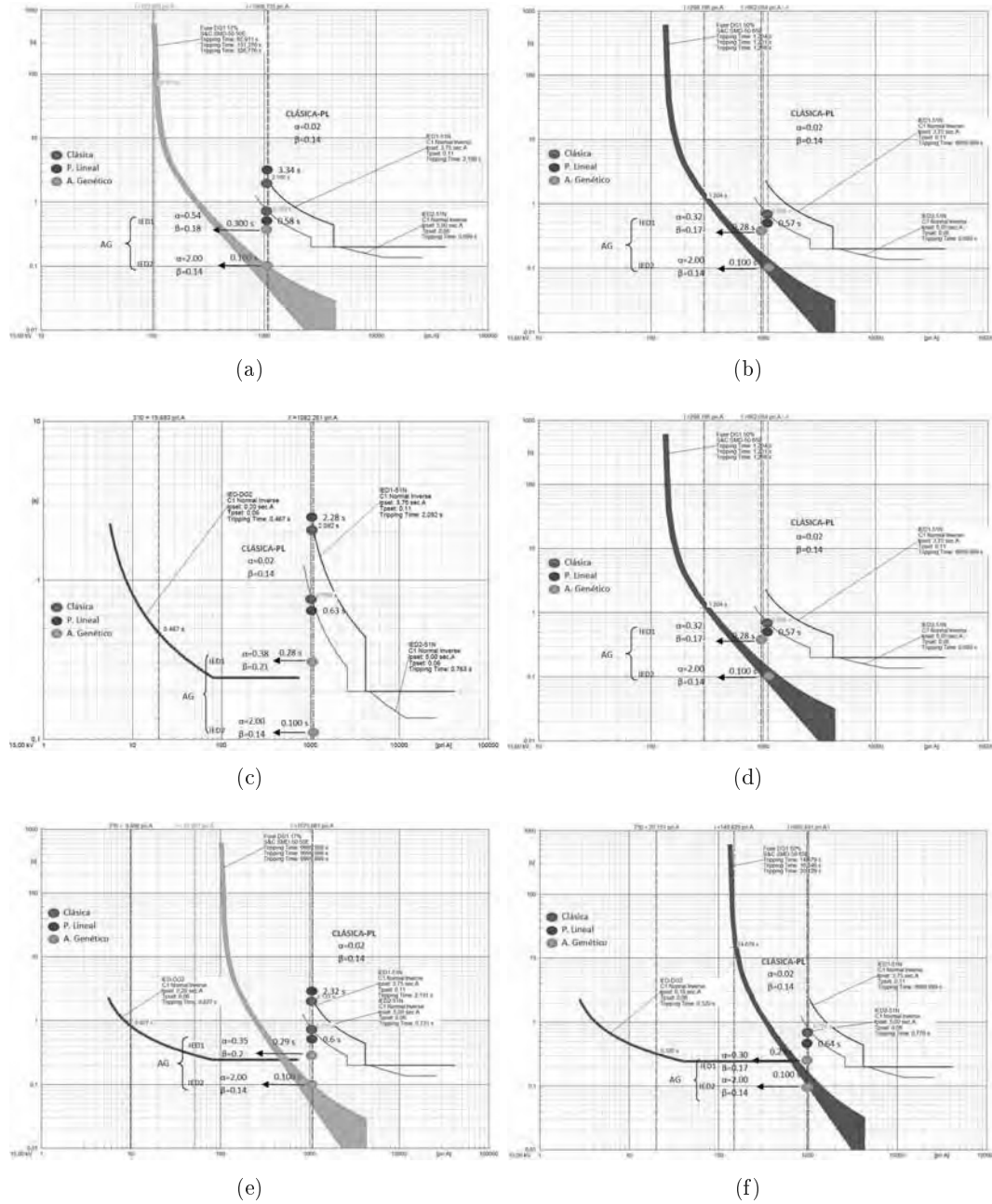


Figura B.86: Características de coordinación IED1 e IED2, monofásica $R=10 \Omega$ en F7. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% GD en nudo 20. c) 17% GD en nudo 22 d) 50% GD en nudo 22 e) 17% GD en nudo 20 y 22. f) 50% GD en nudo 20 y 22.

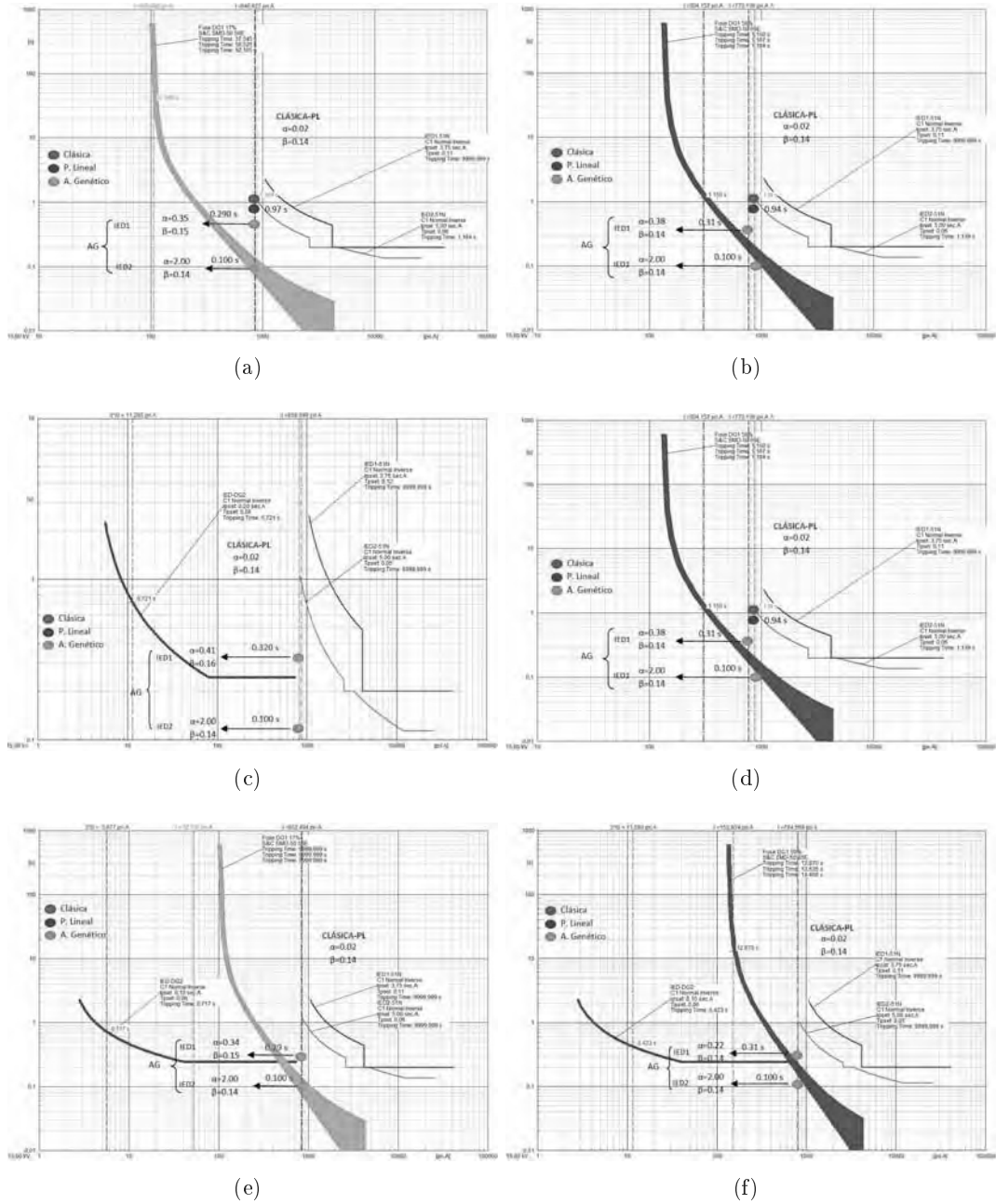


Figura B.87: Características de coordinación IED1 e IED2, monofásica $R = 20 \Omega$ en F7. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% GD en nudo 20. c) 17% GD en nudo 22 d) 50% GD en nudo 22 e) 17% GD en nudo 20 y 22. f) 50% GD en nudo 20 y 22.

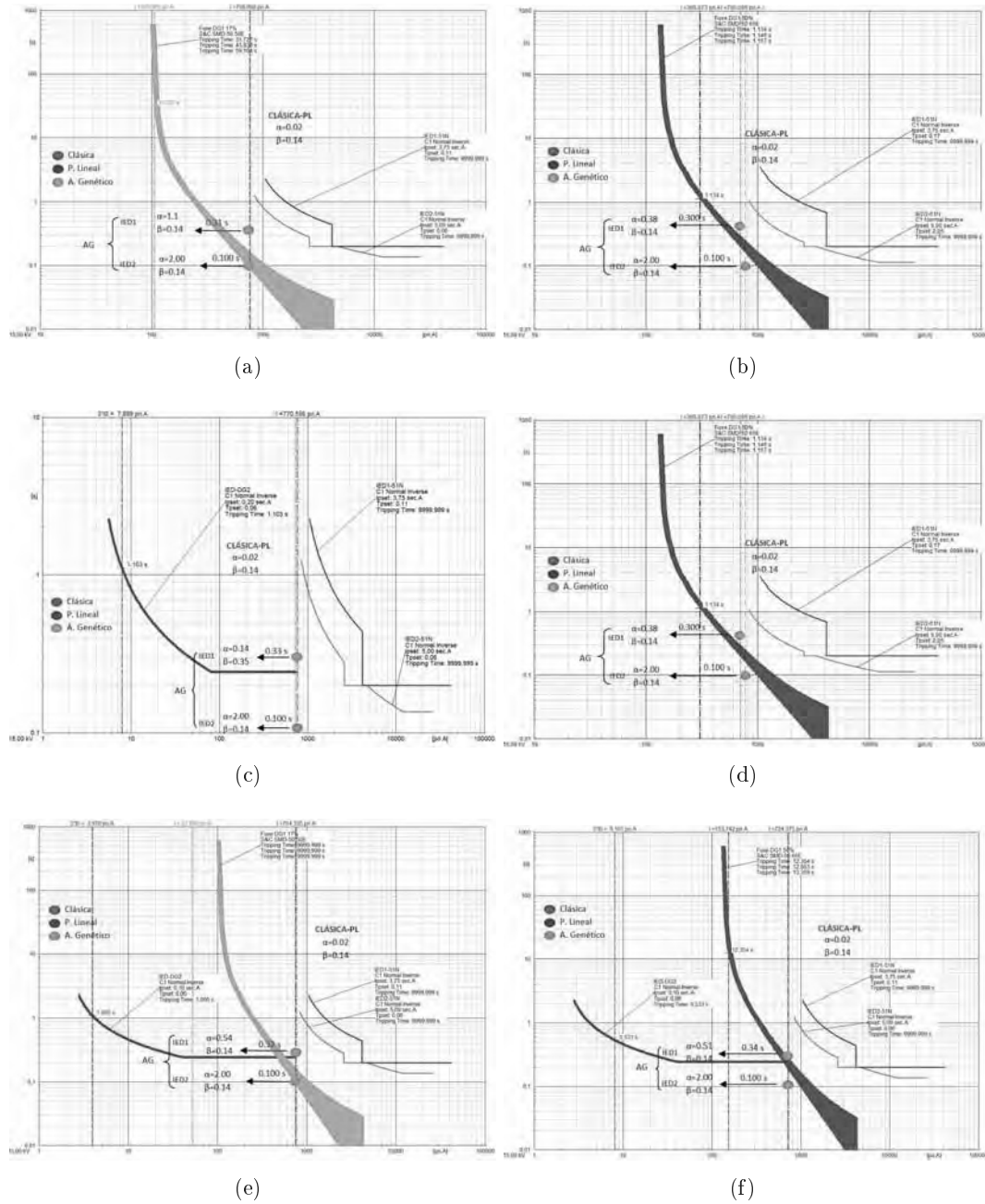


Figura B.88: Características de coordinación IED1 e IED2, monofásica $R = 30 \Omega$ en F7.
a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % GD en nudo 20. c) 17 % GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17 % GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.

En la tabla B.89 se muestran los tiempos de actuación de los IED para los diferentes escenarios estudiados.

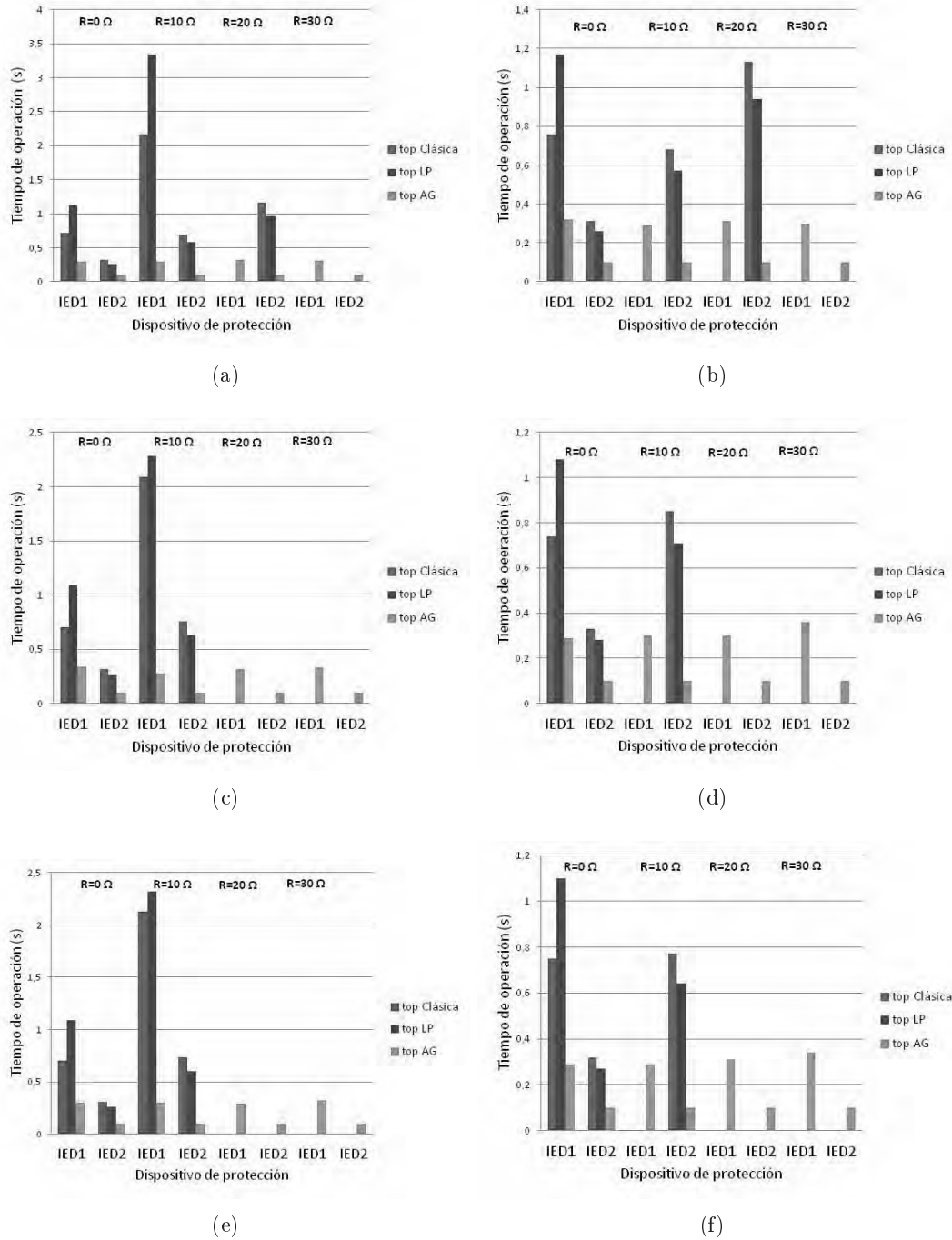


Figura B.89: Tiempo de operación de IED1 e IED2, monofásica en F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % GD en nudo 20. c) 17 % GD en nudo 22 d) 50 % GD en nudo 22 e) 17 % GD en nudo 20 y 22. f) 50 % GD en nudo 20 y 22.

B.3.2. Línea derivada 4: F25

Las curvas de coordinación de los OCR de la línea derivada 4 para falta monofásica resistiva en F25, se muestran en las figuras B.90, B.91, B.92 y B.98.

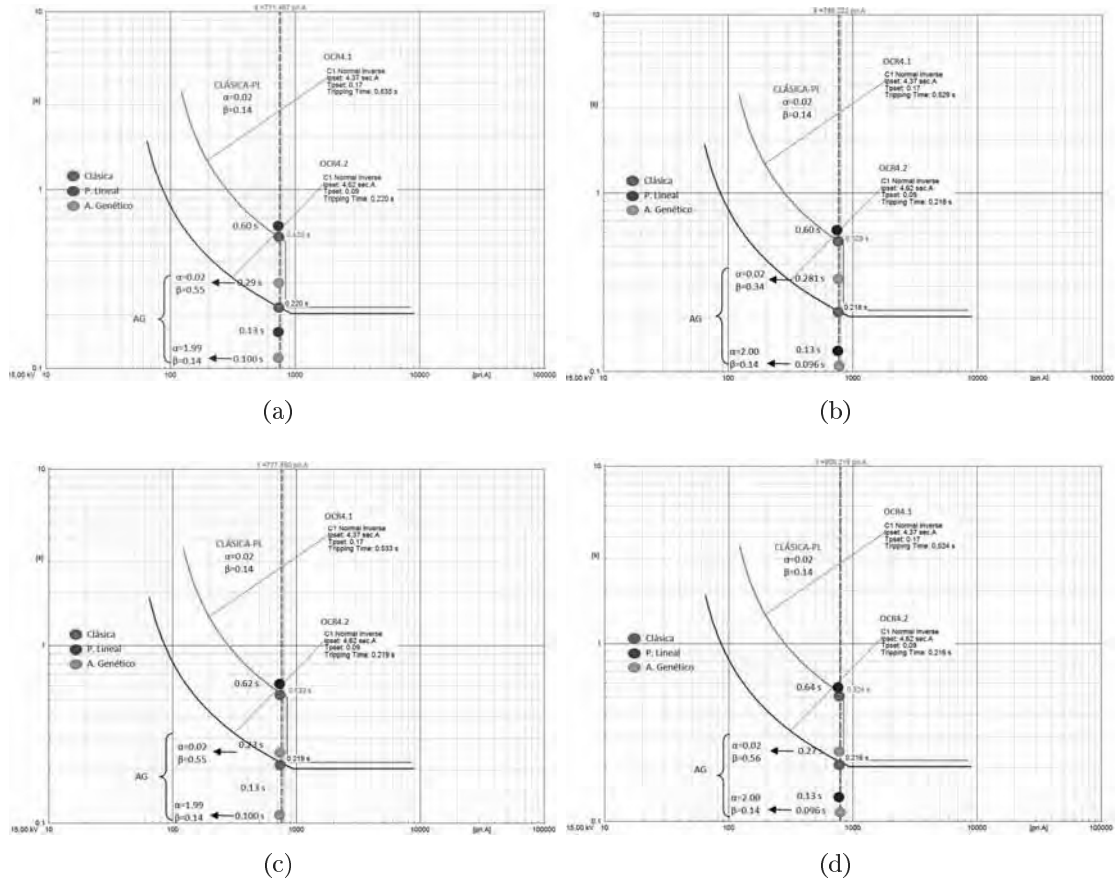


Figura B.90: Características de coordinación OCR, monofásica $R=0 \Omega$ en F7. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% nudo 20. c) 17% GD en nudo 20 y 22. d) 50% GD en nudo 20 y 22.

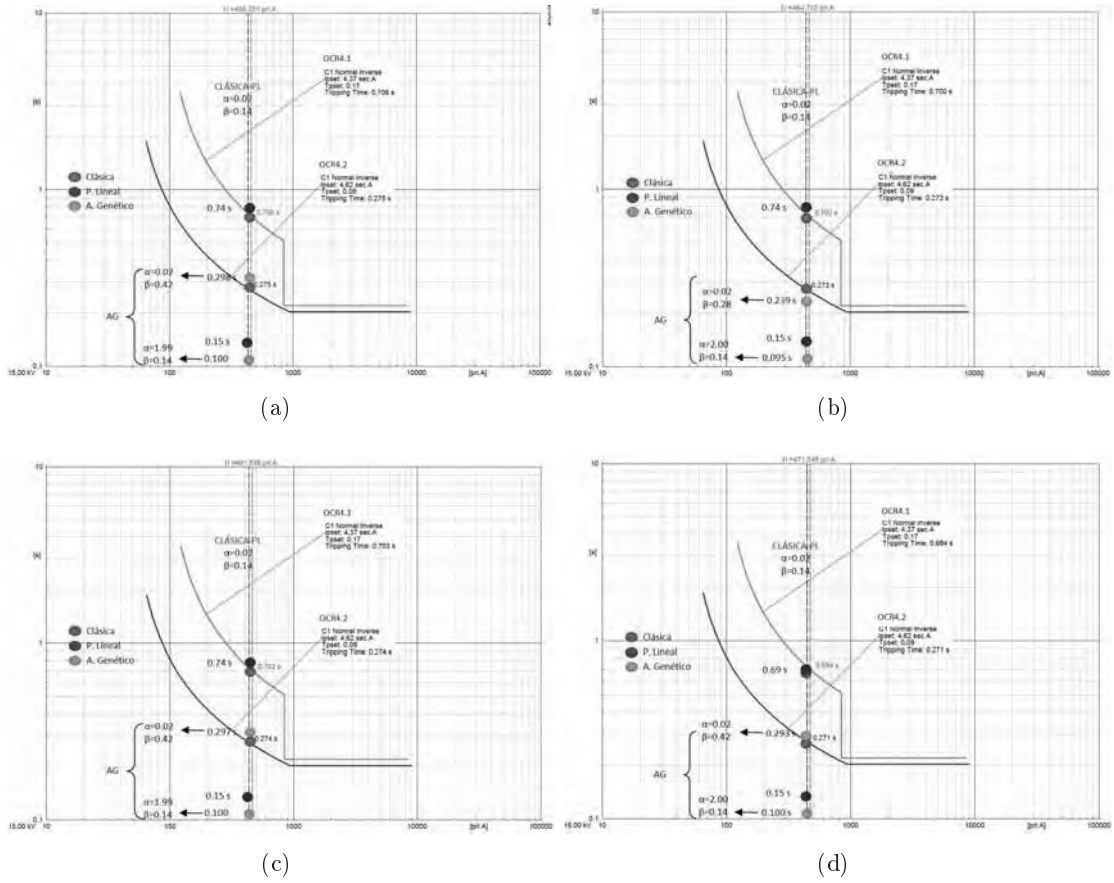


Figura B.91: Características de coordinación OCR, monofásica $R = 10 \Omega$ en F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.

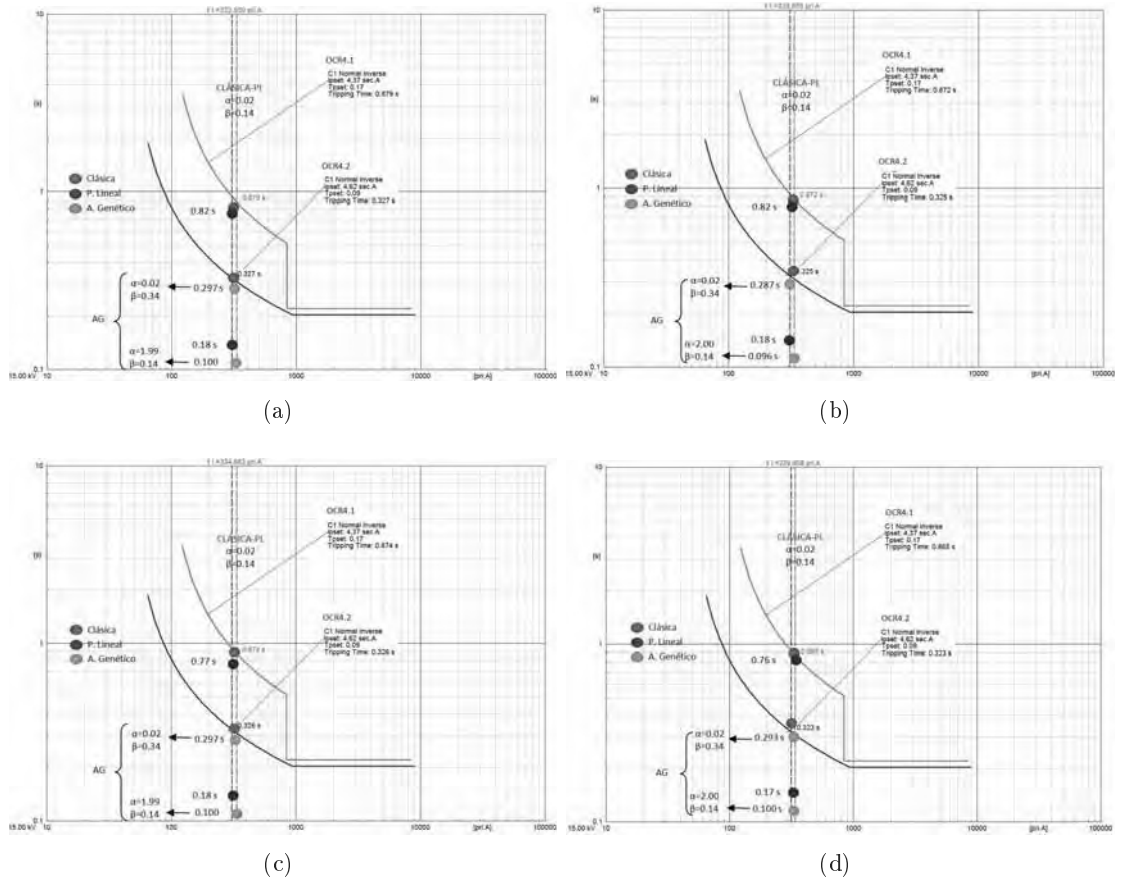


Figura B.92: Características de coordinación OCR, monofásica $R = 20 \Omega$ en F7. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% nudo 20. c) 17% GD en nudo 20 y 22. d) 50% GD en nudo 20 y 22.

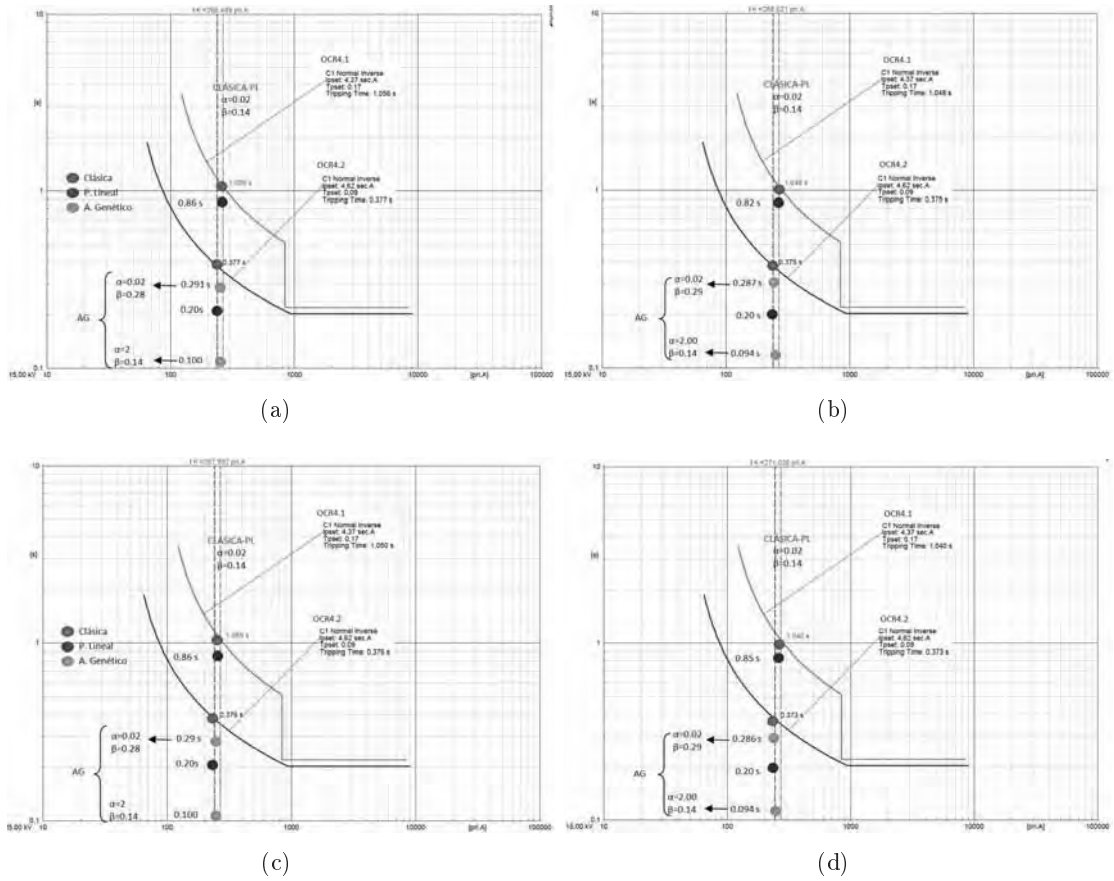


Figura B.93: Características de coordinación OCR, monofásica $R=30 \Omega$ en F7. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.

En la tabla B.94 se muestran los tiempos de actuación de los OCR para los diferentes escenarios estudiados.

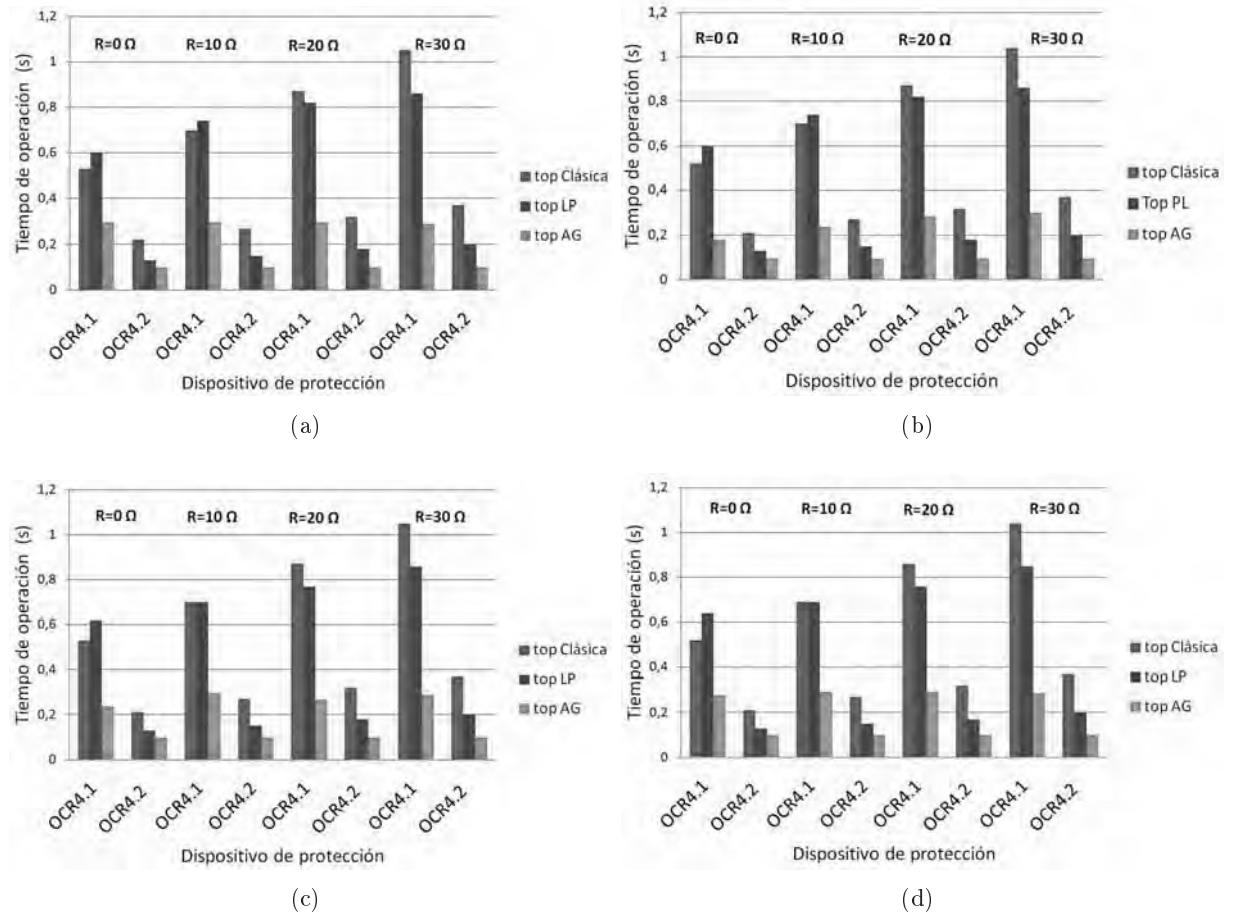


Figura B.94: Tiempo de operación de los OCR, faltas monofásica resistivas en F7. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% GD en nudo 20. c) 17% GD en nudo 20 y 22. d) 50% GD en nudo 20 y 22.

B.3.3. Línea derivada 5: F27

Las curvas de coordinación de los OCR de la línea derivada 5 para falta monofásica resistiva en F27, se muestran en las figuras B.95, B.96, B.97 y ??.

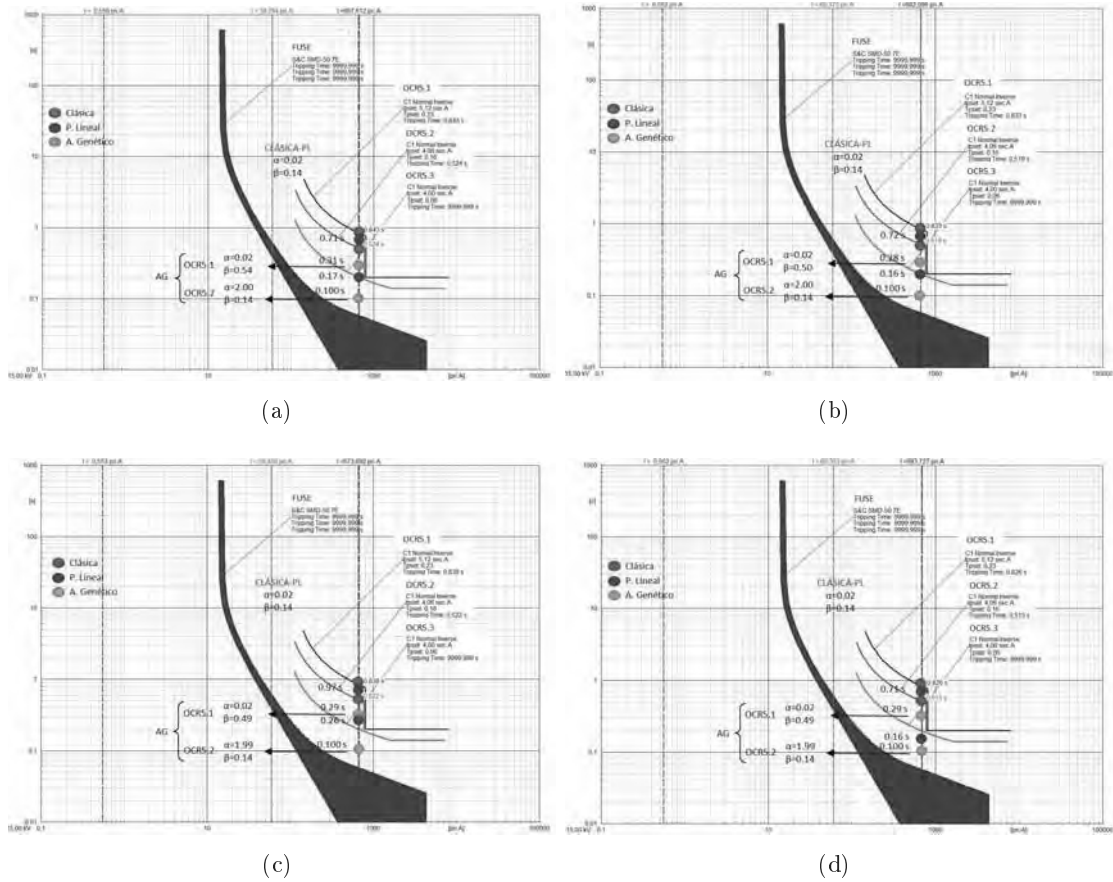


Figura B.95: Características de coordinación OCR, monofásica $R = 0 \Omega$ en F27. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.

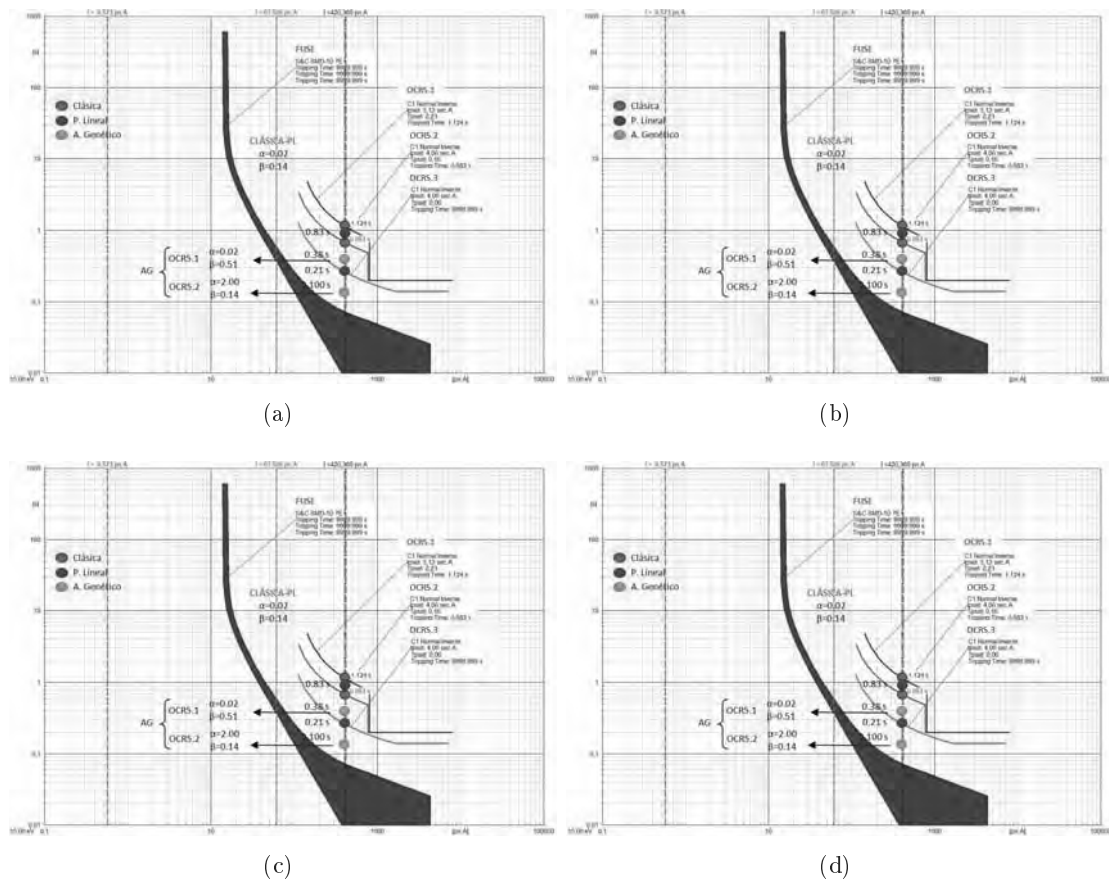


Figura B.96: Características de coordinación OCR, monofásica R 10 Ω en F27. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% nudo 20. c) 17% GD en nudo 20 y 22. d) 50% GD en nudo 20 y 22.

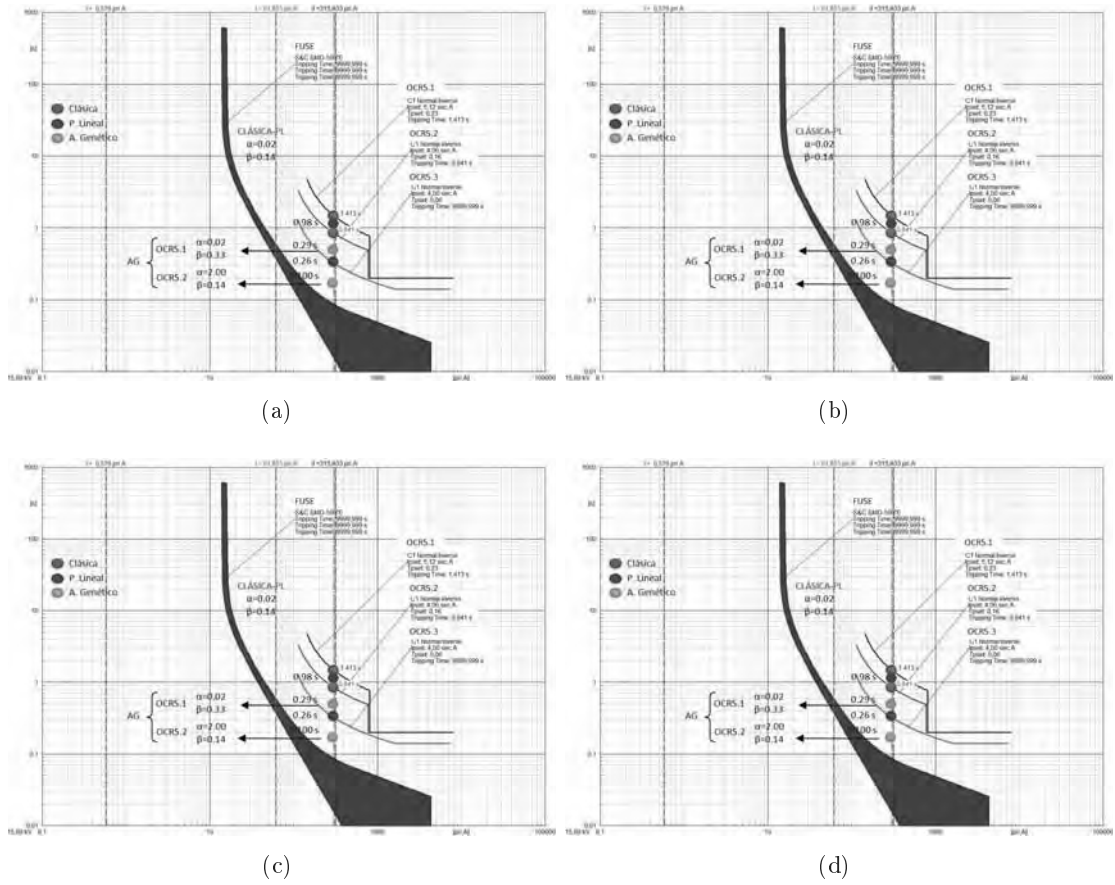


Figura B.97: Características de coordinación OCR, monofásica R 20 Ω en F27. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.

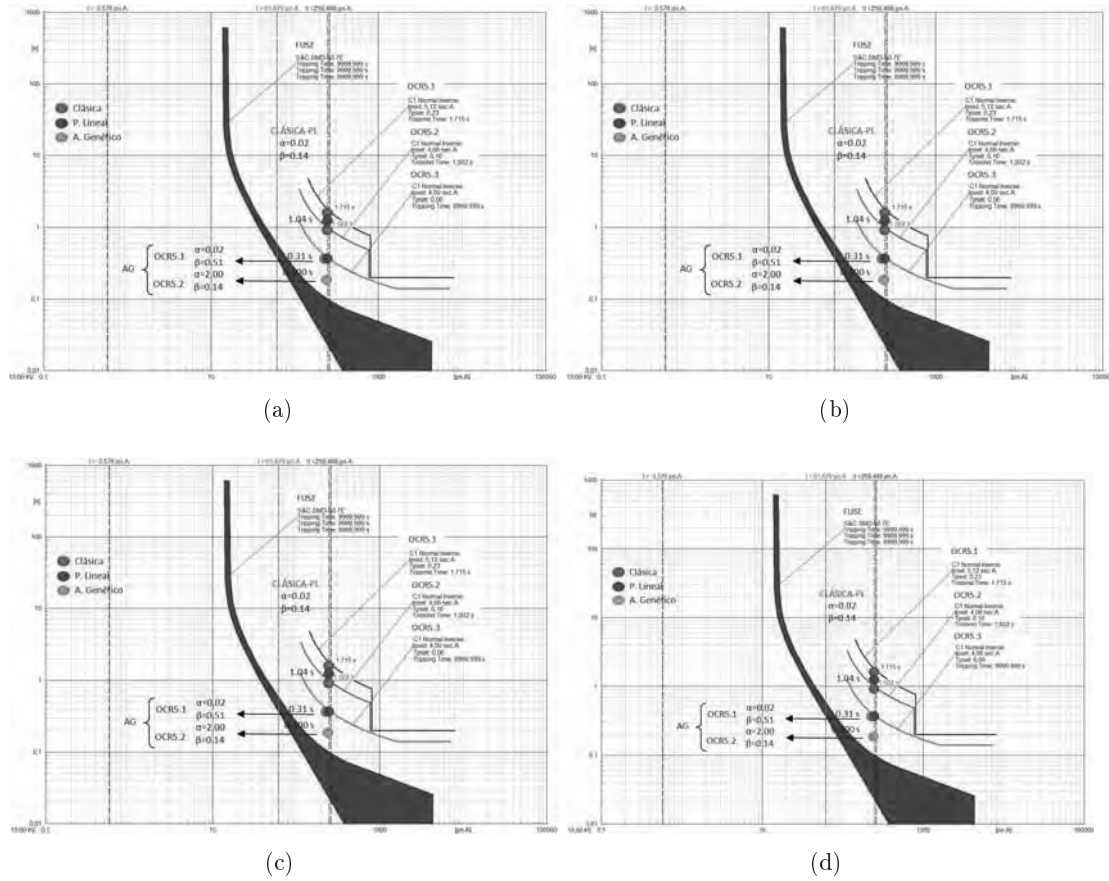


Figura B.98: Características de coordinación OCR, monofásica $R = 30 \Omega$ en F27. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% nudo 20. c) 17% GD en nudo 20 y 22. d) 50% GD en nudo 20 y 22.

En la tabla B.99 se muestran los tiempos de actuación de los OCR para los diferentes escenarios estudiados.

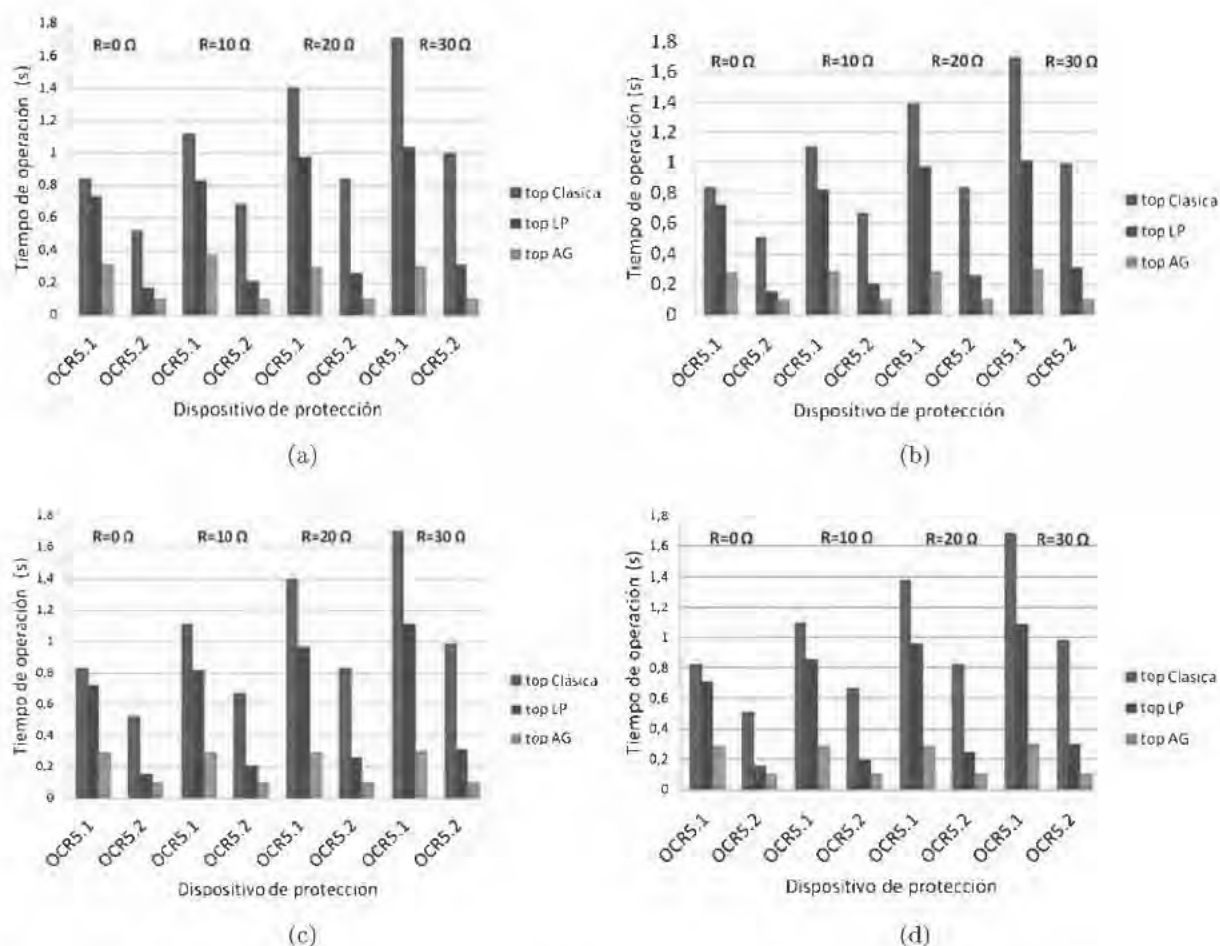


Figura B.99: Tiempo de operación de los OCR, faltas monofásica resistivas en F27. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% nudo 20. c) 17% GD en nudo 20 y 22. d) 50% GD en nudo 20 y 22.

B.3.4. Línea derivada 5: F28

Las curvas de coordinación de los OCR de la línea derivada 5 para falta monofásica resistiva en F28, se muestran en las figuras B.100, B.101, B.102 y B.103.

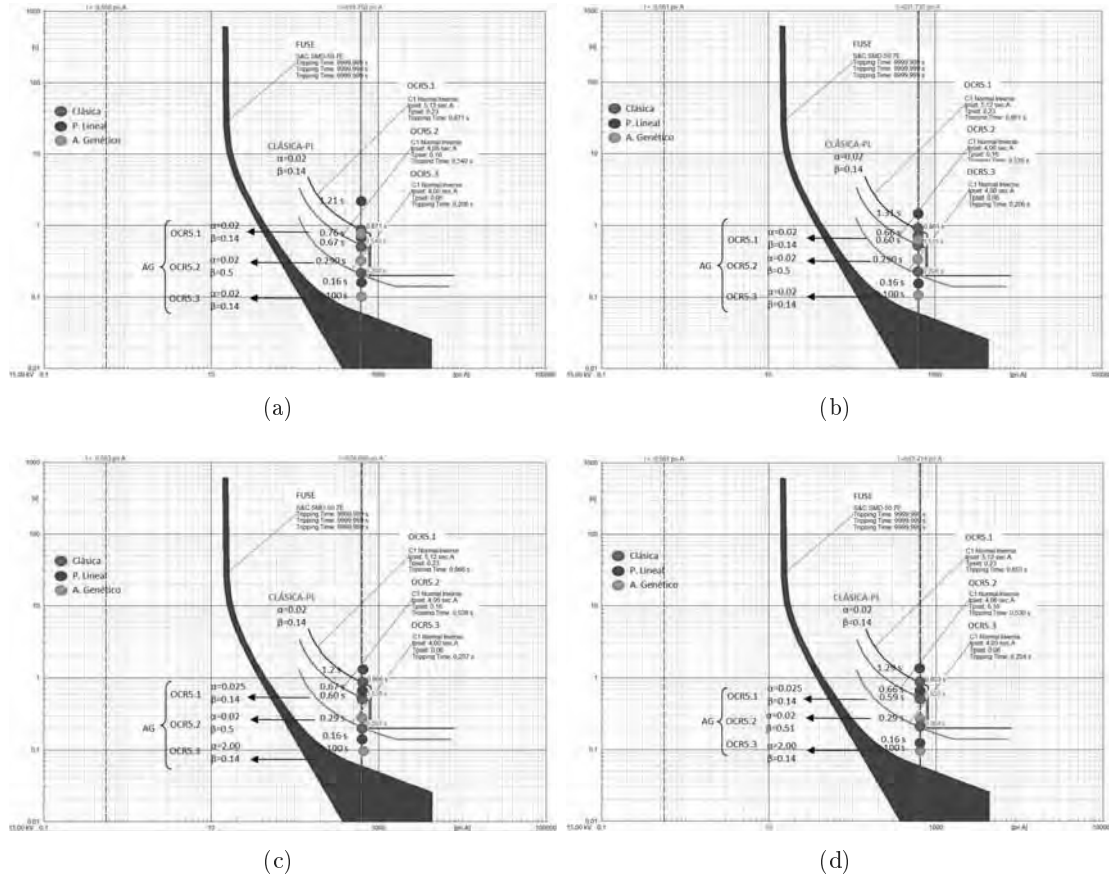


Figura B.100: Características de coordinación OCR, monofásica $R = 0 \Omega$ en F28. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% nudo 20. c) 17% GD en nudo 20 y 22. d) 50% GD en nudo 20 y 22.

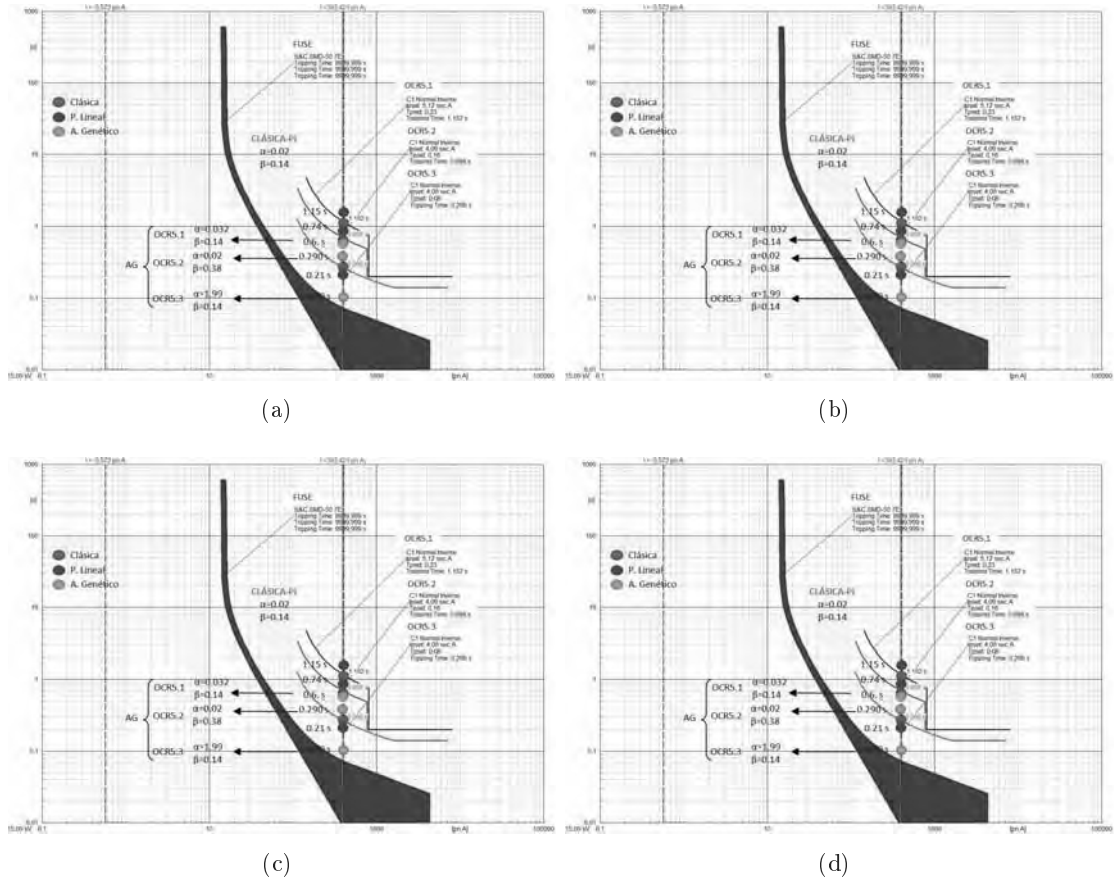


Figura B.101: Características de coordinación OCR, monofásica $R = 10 \Omega$ en F28. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% nudo 20. c) 17% GD en nudo 20 y 22. d) 50% GD en nudo 20 y 22.

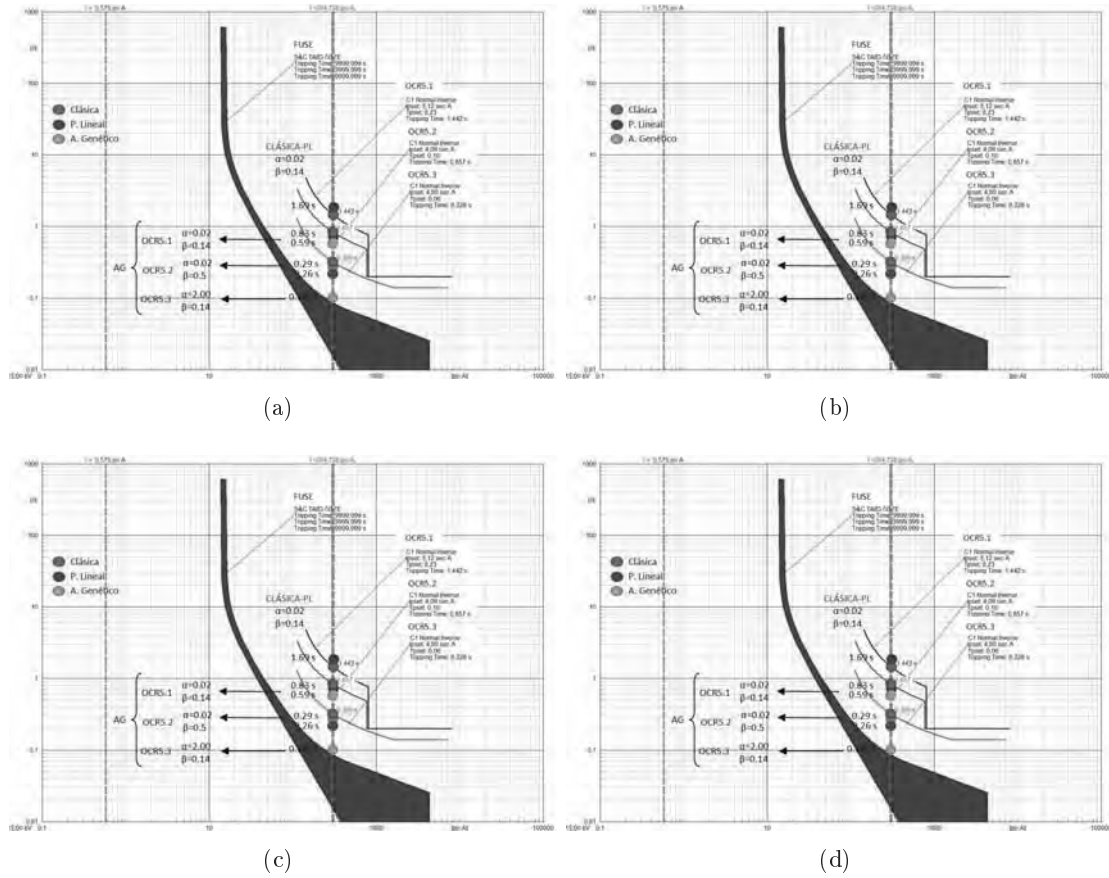


Figura B.102: Características de coordinación OCR, monofásica $R = 20 \Omega$ en F28. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% GD en nudo 20. c) 17% GD en nudo 20 y 22. d) 50% GD en nudo 20 y 22.

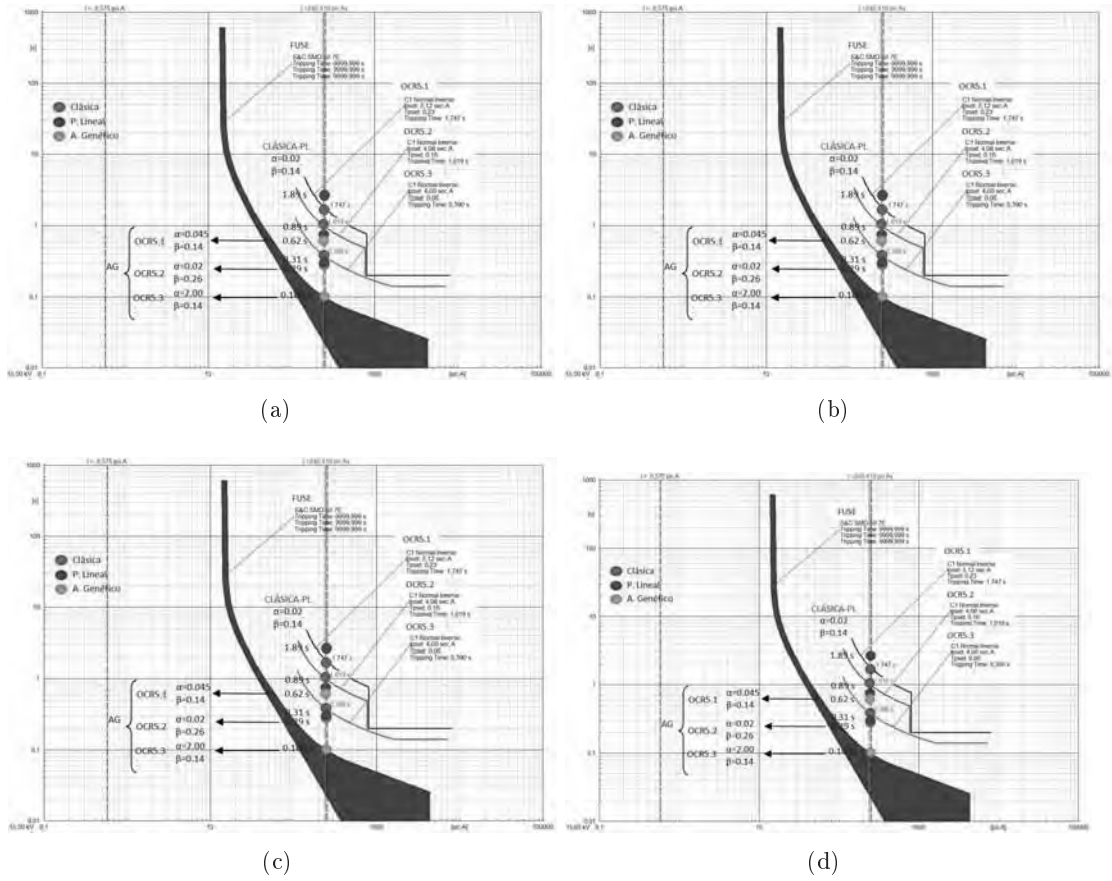


Figura B.103: Características de coordinación OCR, monofásica $R = 30 \Omega$ en F28. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% GD en nudo 20. c) 17% GD en nudo 20 y 22. d) 50% GD en nudo 20 y 22.

En la tabla B.104 se muestran los tiempos de actuación de los OCR para los diferentes escenarios estudiados.

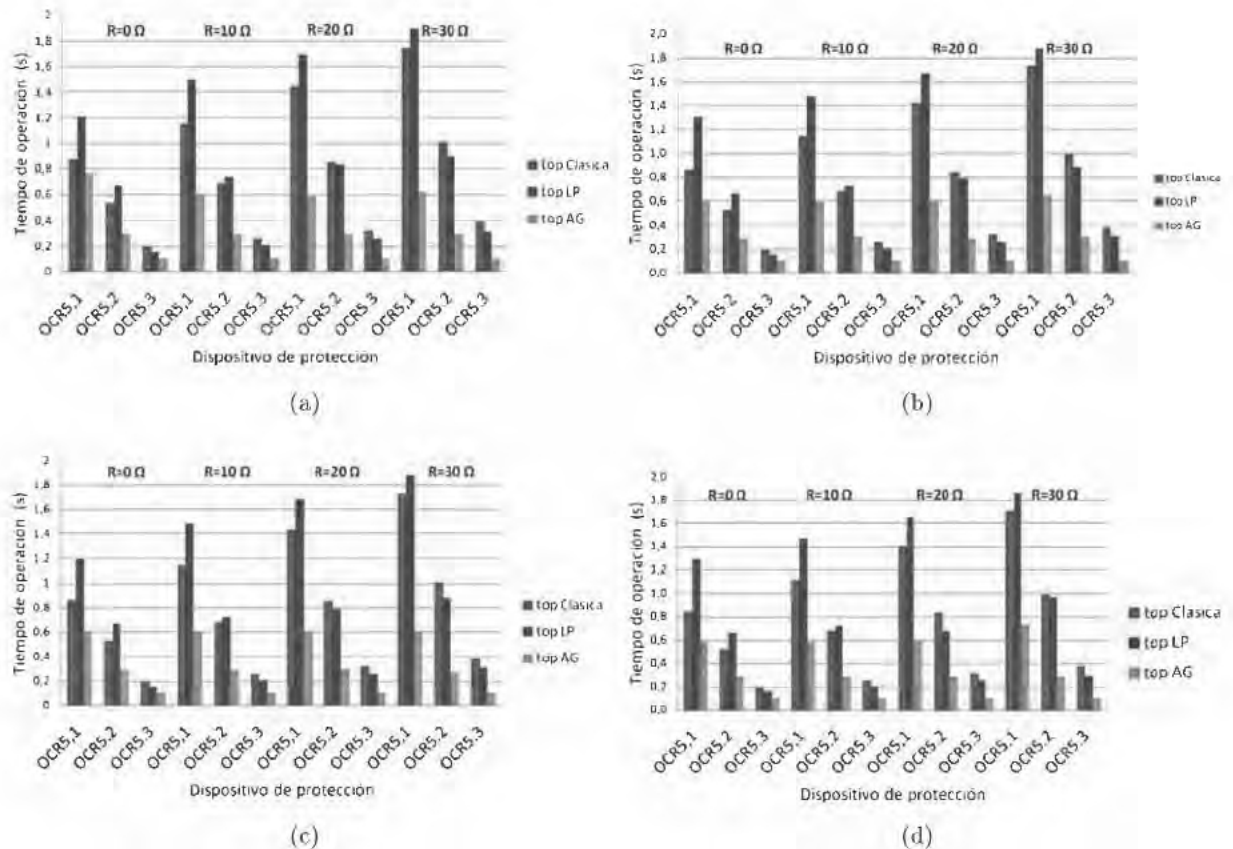


Figura B.104: Tiempo de operación de los OCR, faltas monofásica resistivas en F28. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% nudo 20. c) 17% GD en nudo 20 y 22. d) 50% GD en nudo 20 y 22.

B.3.5. Línea derivada 5: F29

Las curvas de coordinación de los OCR de la línea derivada 5 para falta monofásica resistiva en F29, se muestran en las figuras B.105, B.106, B.107 y B.108.

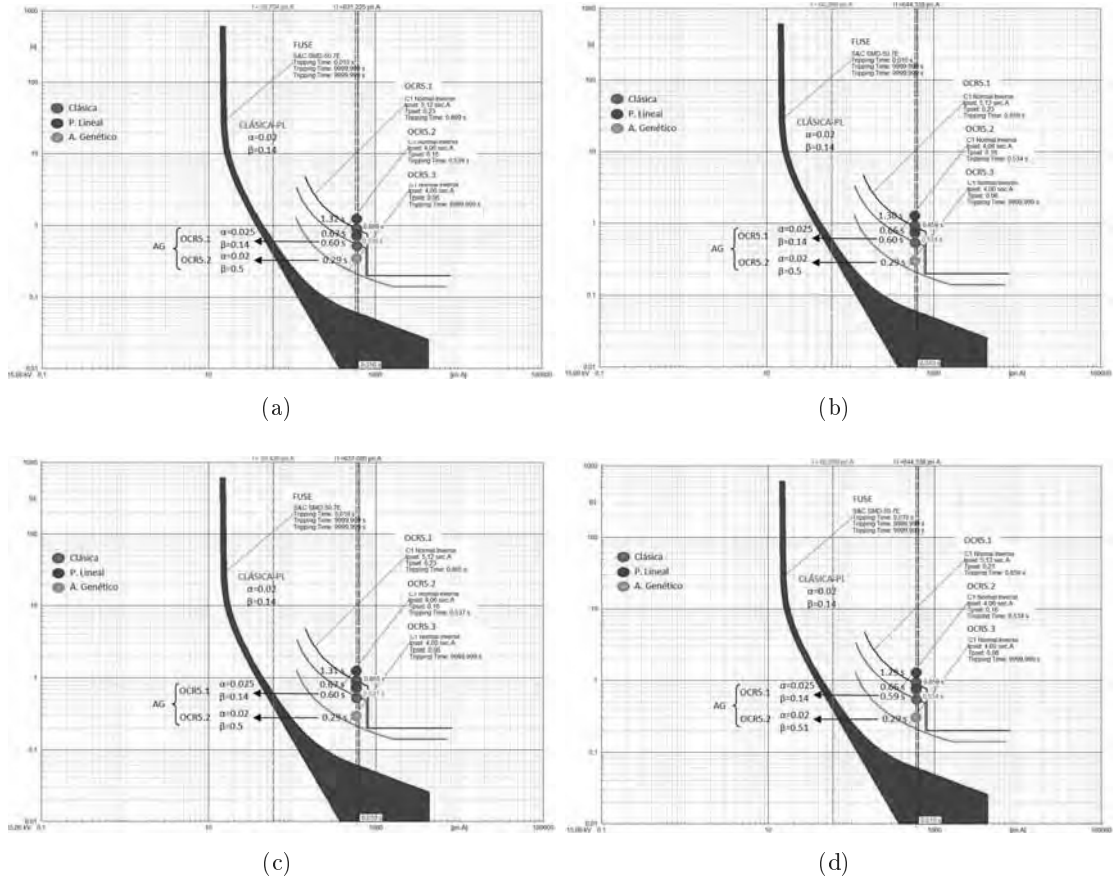


Figura B.105: Características de coordinación OCR, monofásica $R = 0 \Omega$ en F29. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % GD en nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.

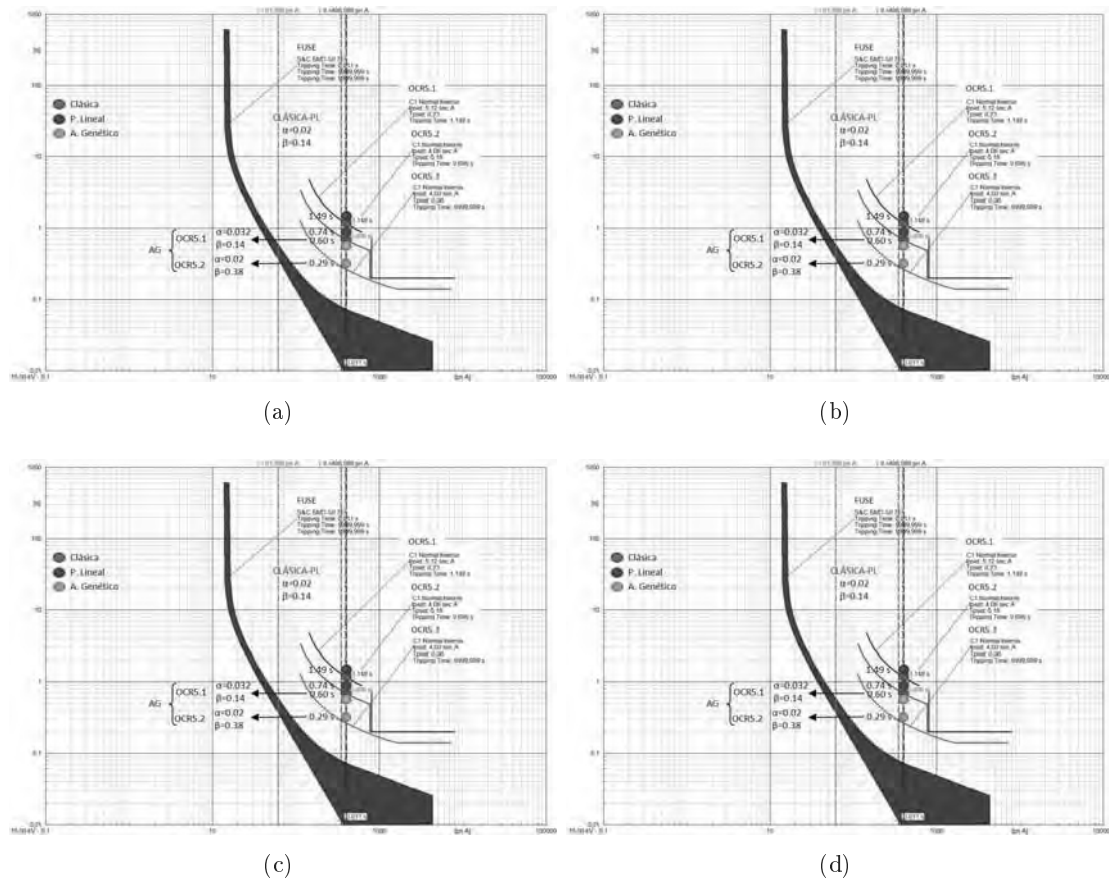


Figura B.106: Características de coordinación OCR, monofásica $R = 10 \Omega$ en F29. a) 17 % GD en nudo 20. b) 50 % nudo 20. c) 17 % GD en nudo 20 y 22. d) 50 % GD en nudo 20 y 22.

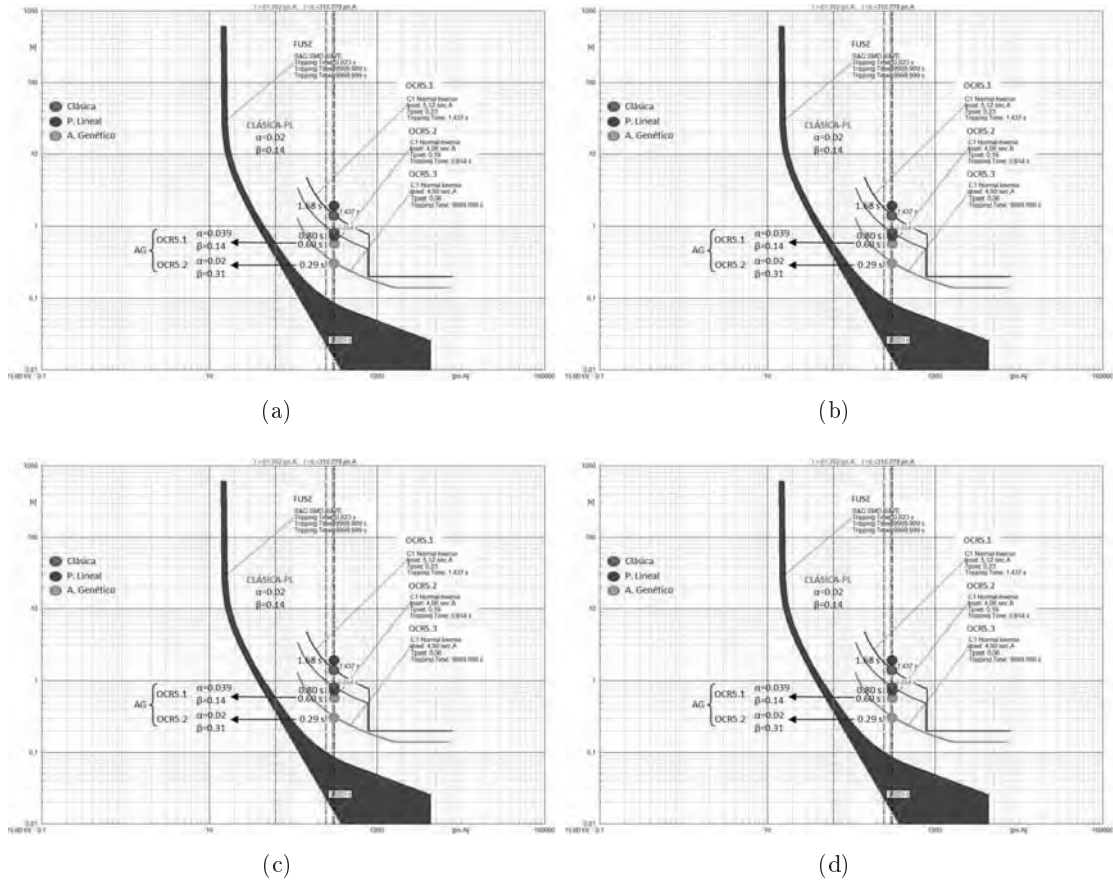


Figura B.107: Características de coordinación OCR, monofásica $R = 20 \Omega$ en F29. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% nudo 20. c) 17% GD en nudo 20 y 22. d) 50% GD en nudo 20 y 22.

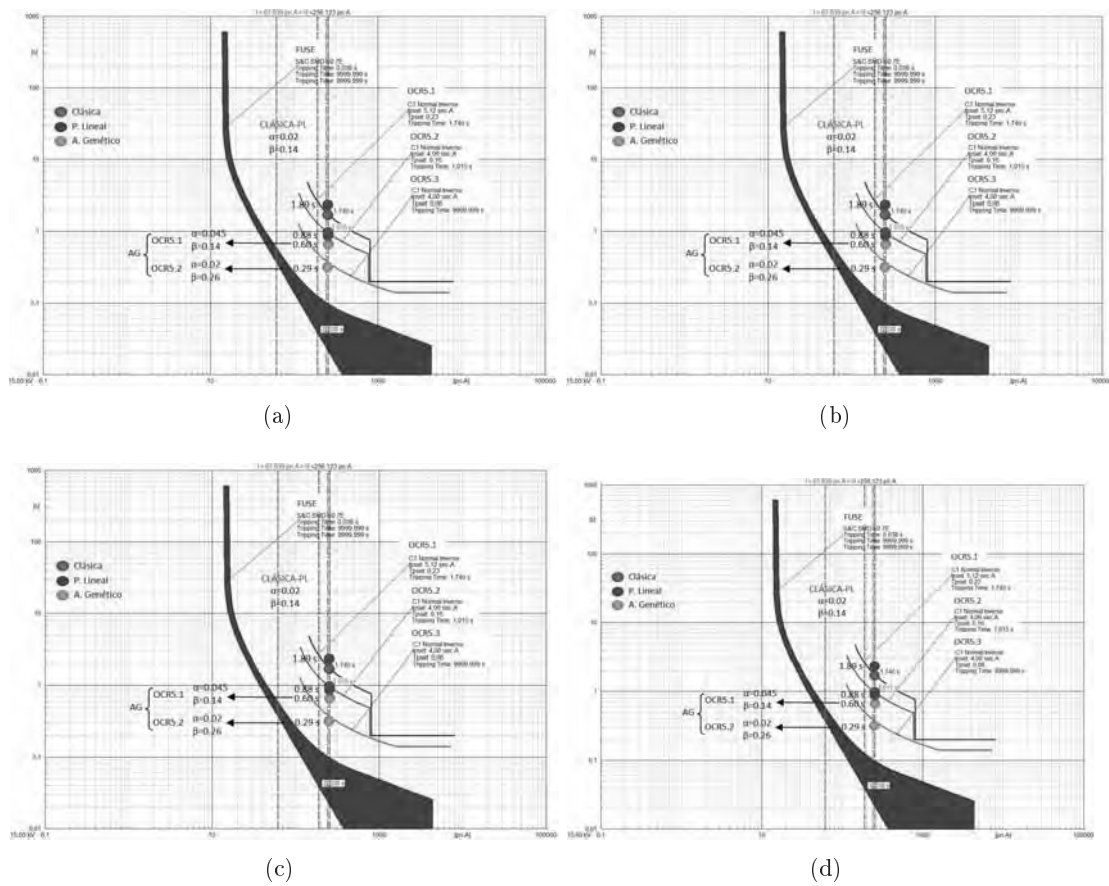


Figura B.108: Características de coordinación OCR, monofásica $R = 30 \Omega$ en F29. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% GD en nudo 20. c) 17% GD en nudo 20 y 22. d) 50% GD en nudo 20 y 22.

En la figura B.109 se muestran los tiempos de actuación de los OCR para los diferentes escenarios estudiados.

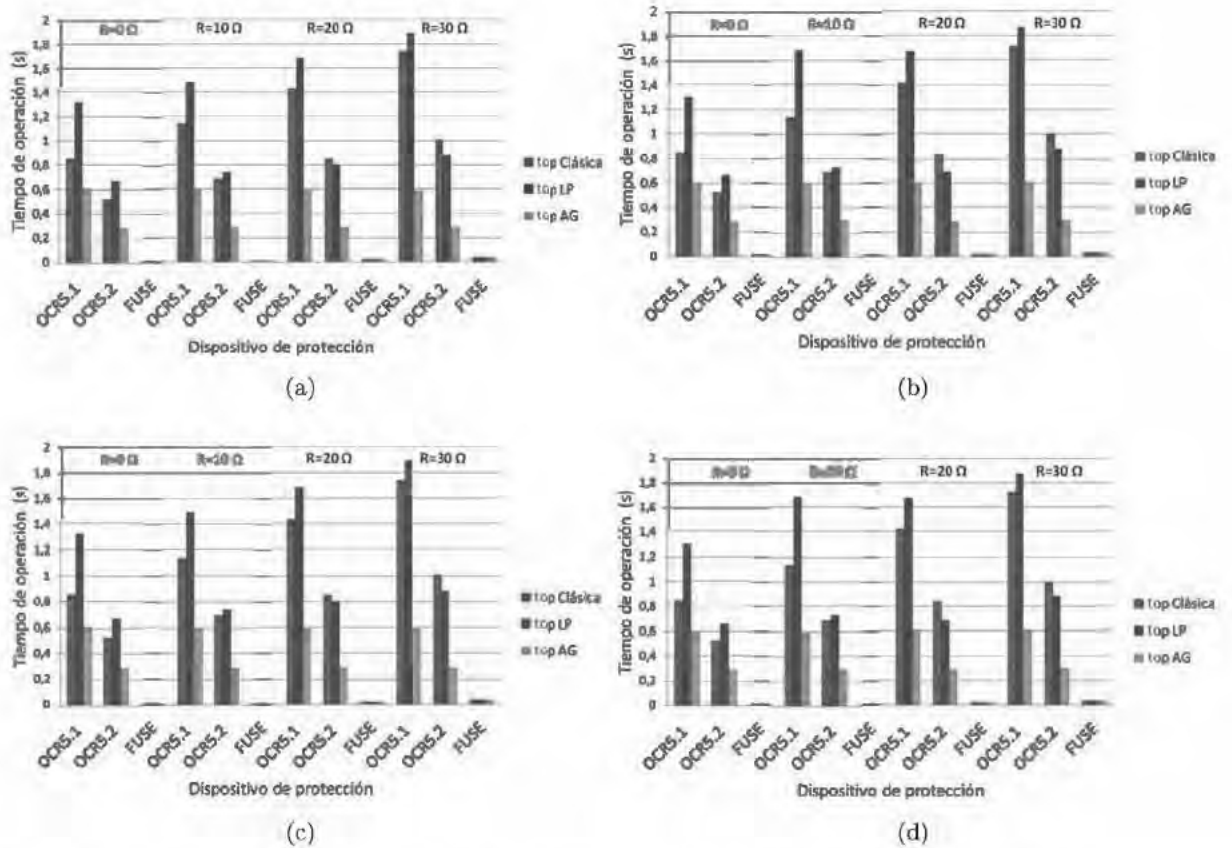


Figura B.109: Tiempo de operación de los OCR, faltas monofásica resistivas en F29. a) 17% GD en nudo 20. b) 50% nudo 20. c) 17% GD en nudo 20 y 22. d) 50% GD en nudo 20 y 22.

Bibliografía

- Albarracin, R., 2010. Compensación de sobretensiones en redes eléctricas con generadores fotovoltaicos. Tesis de Máster, Universidad Carlos III.
- Anderson, P. M., 1998. Power System Protection. IEEE Press.
- Apostolov, A., 2006. Communications in IEC 61850 based substation automation systems. En: Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources. pp. 51– 56.
- Aslan, Y., Aggarwal, R. K., 2008. Analysis of shunt faults in the laterals of overhead power distribution feeders using superimposed components. Electrical Engineering 90, 255–264.
- Baran, M. E., El-Markaby, I. M., 2005. Fault analysis on distribution feeders with distributed generators. IEEE Transactions on Power Systems. 20 (4), 1757–1764.
- Bedekar, P., Bhide, S. ., 2011a. Optimum coordination of directional overcurrent relays using the hybrid GA-NLP approach. IEEE Transaction Power Delivery 26 (1), 109–119.
- Bedekar, P., Bhide, S., Sep. 2011b. Optimum coordination of overcurrent relay timing using continuous genetic algorithm. Expert Systems with Applications 38 (9), 11286–11292.
- Bedekar, P., Bhide, S., Kale, V., 2009. Optimum time coordination of overcurrent relays in distribution system using Big-M (penalty) method. WSEAS Transactions on Power System, 4 (11), 341–350.
- Brahma, S. M., 2011. Fault location in power distribution system with penetration of distributed generation. IEEE Trans. Power Delivery 23 (3), 1545–1556.
- Brahma, S. M., Girgis, A., 2004. Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation. Power Delivery, IEEE Transactions on 19 (1), 56–63.

- Bretas, A., Salim, R., 2006. Fault location in unbalanced DG systems using the positive sequence apparent impedance. En: Transmission and Distribution Conference and Exposition. pp. 1–6.
- Chabanloo, R., Abyaneh, H., Kamangar, S., Razavi, F., 2011. Optimal combined overcurrent and distance relays coordination incorporating intelligent overcurrent relays characteristic selection. IEEE Transaction Power Delivery 23 (3), 1381–1391.
- Chaitusaney, S., Yokoyama, A., 2008. Prevention of reliability degradation from recloser-fuse miscoordination due to distributed generation. IEEE Transaction Power Delivery 23 (4), 2545–2554.
- Chattopadhyay, B., Sachdev, M. S., Sidhu, T. S., En. 1996. An on-line relay coordination algorithm for adaptive protection using linear programming technique. IEEE Transactions on Power Delivery 11 (1), 165–173.
- CIGRE, 2013. Benchmark systems for network integration of renewable energy resources. cigre task force c6.04.02., 2013.
- Conde, A., Vazquez, E., 2007. Operation logic proposed for time overcurrent relays. IEEE Trans. Power Delivery 22 (4), 2034–2039.
- Conti, S., 2009. Analysis of distribution network protection issues in presence of dispersed generation. Electric Power Systems Research 79 (1), 49–56.
- Curk, J., Kobal, I., Parkelj, G., 2004. Modern IT technology improves substation control and protection systems architecture. Power System Protection Conference, 41–45.
- Deck, B., Naedele, M., 2004. IT Security for Utility Automation Systems. CIGRE, 21, rue d'Artois, F-75008 Paris., paper b5-105 Edición.
- DIgSILENT, 2008. PowerFactory. User Manual. Version 14.0. DIgSILENT GmbH, Garmingen, Germany.
- Dugan, R. C., McDermott, T. E., Abr. 2002. Distributed generation. IEEE Industry Applications Magazine 8 (2), 19–25.
- Eissa, M. M., 2012. Protection technique for complex distribution smart grid using wireless token ring protocol. IEEE Transactions on Smart Grid 3 (3), 1106–1118.
- El-Khattam, W., Sidhu, T. S., 2008. Restoration of directional overcurrent relay coordination in distributed generation systems utilizing fault current limiter. IEEE Transaction Power Delivery 23 (2), 576–585.

- El-Khattam, W., Sidhu, T. S., 2009. Resolving the impact of distributed renewable generation on directional overcurrent relay coordination. *IET Renewable Power Generation*. 3 (4), 415–425.
- Enríquez, A. C., Martínez, E. V., Altuve, H. J., 2003. Time overcurrent adaptive relay. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 25 (10), 841–847.
- Eriksson, L., Saha, M., Rockefeller, G., 1985. An accurate fault locator with compensation for apparent reactance in the fault resistance resulting from remote-end infeed. *IEEE Transactions on Power Apparatus Systems* 104, 424–436.
- Esram, T., Chapman, P., 2007. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Transactions on. Energy Conversion* 22 (2), 439–449.
- Funmilayo, H., Butler-Purry, K., 2009. An approach to mitigate the impact of distributed generation on the overcurrent protection scheme for radial feeders. En: *IEEE Power Syst. Conf. Expo.* pp. 1–11.
- Gal, S., Balasiu, F., Chiosa., N., 2004. Protection System Database. CIGRE, 21, rue d'Ártois, F-75008 Paris., paper b5-207. Edición.
- Gers, J. M., Holmes, E. J., 2004. Distance protection. En: *of Engineering, I., Technology (Eds.), Protection of Electricity Distribution Networks (2nd Edition).* pp. 186–188.
- Girgis, A., Brahma, S. M., 2001. Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system. En: *Large Engineering Systems Conference of Power Engineering, 2001. LESCOPE '01.*
- Girgis, A., Hart, D., Peterson, W., 1992. A new fault location technique for two- and three-terminal lines. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 7 (1), 98–107,.
- Gómez, J. C., Morcos, M. M., 2005a. Coordinating overcurrent protection and voltage sag in distributed generation systems. *IEEE Power Engineering Review* 1 (1), 17–19.
- Gómez, J. C., Morcos, M. M., 2005b. Coordination of voltage sag and overcurrent protection in dg systems. *IEEE Transactions on Power Delivery* 20 (1), 214 – 218.
- Horowitz, S., Phadke, A., Thorp, J., 1988. Adaptive transmission system relaying. *IEEE Transaction Power Delivery* 3 (4), 1436–1446.
- Hussain, B., Sharkh, S. M., Hussain, S., Abusara, M. A., 2013. An adaptive relaying scheme for fuse saving in distribution networks with distributed generation. *IEEE Trans. Power Delivery* 28 (2), 669–677.

- IEC, 2005. International standard IEC 61850. communication networks and systems in substations.
- IEEE, 2004. 34 Node Test Feeder. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
- IEEE, 2014. Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines. IEEE Std C37.114.
- Javadian, S., Nasrabadi, A., Haghifam, M.-R., Rezvantalab, J., 2009. Determining fault type and accurate location in distribution systems with DG using mlp neural networks. En: Proc. Int. Conf. Clean Electrical Power. pp. 284–289.
- Javadianm, S., Haghifam, M.-R., Bathaee, S., Firoozabad, M. F., 2013. Adaptive centralized protection scheme for distribution systems with dg using risk analysis for protective devices placement. International Journal of Electrical Power & Energy Systems 44 (1), 337–345.
- Juan, L., Jinghan, H., Hao, Z., Feixiang, X., Zhiqian, B., Yip, T., 2011. Research on adaptive protection based on integrated protection. En: Advanced Power System Automation and Protection (APAP),. Vol. 2. pp. 848–852.
- Keil, T., Jager, J., En. 2008. Advanced coordination method for overcurrent protection relays using nonstandard tripping characteristics. IEEE Transactions on Power Delivery 23 (1), 52–57.
- Kezunovic, M., Mrkic, J., Perunicic, B., 1994. An accurate fault location algorithm using synchronized sampling. Electric Power Systems Research Journal 29 (3), 161–169.
- Knable, A., 1969. A standardized approach to relay coordination. En: IEEE Winter Power Meeting.
- Laway, N. A., Gupta, H. O., 1993. A method for adaptive coordination of overcurrent relays in an interconnected power system. En: , Fifth International Conference on Developments in Power System Protection, 1993. IET, pp. 240–243.
- Lawrence, D., Cabeza, L. Z., Hochberg, L. T., 1992. Development of an advanced transmission line fault location system part II. algorithm development and simulation,. IEEE Transactions on Power Delivery 7, 1972–1983.
- Lloret, P., Velasquez, J. L., Molas-Balada, L., Villafila, R., Sumper, A., Galceran-Arellano, S., 2007. IEC 61850 as a flexible tool for electrical systems monitoring. En: 9th International Conference. Electrical Power Quality and Utilisation. pp. 1–6.

- Ma, J., Li, J., Wang, Z., 2010. An adaptive distance protection scheme for distribution system with distributed generation. En: 5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS). pp. 1–4.
- Ma, J., Wang, X., Zhang, Y., Yang, Q., Phadke, A. G., 2012. A novel adaptive current protection scheme for distribution systems with distributed generation. *International Journal of Electrical Power & Energy System* 43 (1), 1460–1466.
- Mahat, P., Chen, Z., Bak-Jensen, B., Bak, C. L., 2011. A simple adaptive overcurrent protection of distribution systems with distributed generation,. *IEEE Transaction. Smart Grid*, 2 (3), 428–437.
- Maki, K., 2007. Novel methods for assessing the protection impacts of distributed generation in distribution network planning. Tesis, Tampere University of Technology.
- Maki, K., Kulmala, A., Repo, S., Jarventausta, P., 2007. Problems related to islanding protection of distributed generation in distribution network. En: *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*.
- Mohammadi, R., Abyaneh, H.A.and Rudsari, H. F. S., Rastegar, H., 2011. Overcurrent relays coordination considering the priority of constraints. *IEEE Transaction Power Delivery* 26 (4), 1927–1938.
- Montané, P., 1993. Protecciones en las instalaciones eléctricas. Evolución y perspectivas. Marcombo.Boixareu Editores.
- Mora, J., 2006. Localización de faltas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando métodos basados en el modelo y métodos basados en el conocimiento. Tesis, Universitat de Girona.
- Mozina, J., 2008. A tutorial on the impact of distributed generation (dg) on distribution systems. En: 61st Annual Conference for Protective Relay Engineers-. pp. 591–609.
- Noghabi, A. S., Sadeh, J., Mashhadi, H. R., 2009. Considering different network topologies in optimal overcurrent relay coordination using a hybrid GA. *IEEE Transactions on Power Delivery* 24 (4), 1857–1863.
- Novosel, D., Hart, D., Udren, E., Garitty, J., 1996. Unsynchronized two-terminal fault location estimation. *IEEE Transactions on Power Delivery* 11 (1), 130 –138.
- Paithankar, Y. G., Sep. 1997. Transmission network protection: theory and practice. Marcel Dekker.

- Park, R., 1929. Two-reaction theory of synchronous machines generalized method of analysis-part I. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers 48 (3), 716–727.
- Pasdar, A., Sozer, Y., Husain, I., 2013. Detecting and locating faulty nodes in smart grids based on high frequency signal injection. IEEE Transaction on Smart Grid 4 (2), 1067 – 1075.
- Repo, S., Jarventausta, P., Maki, K., 2007. Protection requirement graph for interconnection of distributed generation on distribution level. International Journal of Global Energy Issues 28 (1), 47 – 64.
- Rhee, S., Lee, J., Lee, B., 2011. Impacts of superconducting fault current limiters on the recloser operation in distribution electric power systems. IEEE Transaction on Applied Superconductivity 21 (3), 2197–2200.
- Rockefeller, G., Wagner, C., Linders, J., Hicks, K., Rizy, D., 1988. Adaptive transmission relaying: Concepts for improved performance. IEEE Transaction Power Delivery 3 (4), 1446–1458.
- Salman, S., Rida, I., 2001. Investigating the impact of embedded generation on relay settings of utilities electrical feeders. IEEE Transactions on Power Delivery. 16 (2), 246 – 251.
- Sant, M. T., Paithankar, Y. G., Nov. 1979. Online digital fault locator for overhead transmission line. Proceedings of the Institution of Electrical Engineers 126 (11), 1181–1185.
- Sera, D., Teodorescu, R., Rodriguez, P., 2007. PV panel model based on data sheet values. En: IEEE International Symposium on Industrial Electronics ISIE. pp. 2392–2396.
- Si, X., Chen, Q., Wang, L., Chen, B., Chen, M., 2014. Protection of distribution systems with distributed generation using current phase variation. En: Developments in Power System Protection. pp. 1–6.
- So, C. W., Li, K. K., 2000. Time coordination method for power system protection by evolutionary algorithm. IEEE Transactions on Industry Applications 36 (5), 1235–1240.
- Soman, S., 2010. Lectures on power system protection. Module 5, lecture 19. NPTEL online.

- Takagi, T., Yamakoshi, Y., Yamaura, M., Kondow, R., Matsushima, T., Ag. 1982. Development of a new type fault locator using the One-Terminal voltage and current data. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 101 (8), 2892–2898.
- Tarek K., A., Ahmed, E., Ehab, F., Girgis, A., Yasser, A.-R. I., Salama, M. M. A., Hatem, H. M., 2007. Protection Coordination Planning With Distributed Generation. Thesis, CETC Varennes. Energy Technology and Programs Sector.
- Thangaraj, R., Pant, M., Deep, K., 2010. Optimal coordination of over-current relays using modified differential evolution algorithms. *Engineering Applications of Artificial Intelligence* 23, 820–829.
- Urdaneta, A. J., Nadira, R., Perez Jimenez, L. G., Jul. 1988. Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery* 3 (3), 903–911.
- Viawan, F., Karlsson, D., Sannino, A., Daalde, J., 2006. Protection scheme for meshed distribution systems with high penetration of distributed generation. En: *Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources*. pp. 99 – 104.
- Wan, H., Li, K., Wong, K., 2005a. Multi-agent application of substation protection coordination with distributed generators. En: *Future Power Systems, 2005 International Conference*. p. 6.
- Wan, H., Li, K., Wong, K., 2005b. An multi-agent approach to protection relay coordination with distributed generators in industrial power distribution system. En: *Industry Applications Conference, 2005. Fourtieth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2005*. Vol. 2. pp. 830–836.
- Warrington, A. R. V. C., 1969. *Protective relays: their theory and practice*. Springer.
- Wilks, J., 2002. Developments in power system protection. En: *Annual Conference of Electric Energy Association of Australia*. p. 3.
- Xiangjun, Z., Li, K., Chan, W., Sheng, S., 2004. Multi-agents based protection for distributed generation systems. En: *Proc. IEEE Int. Conf. Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies*. pp. 393–397.
- Yamaguchi, H., Kataoka, T., 2008. Current limiting characteristics of transformer type superconducting fault current limiter with shunt impedance and inductive load. *IEEE Transactions on Applied Superconductivity* 18 (2), 668–671.

- Yazdani, A., Di Fazio, A.R. and Ghoddami, H. R. M. K. M. J. J. S. K. L. S. M. J., 2011. Modeling guidelines and a benchmark for power system simulation studies of three-phase single-stage photovoltaic systems. *IEEE Transactions on Power Delivery* 26 (2), 1247 – 1264.
- Zayandehroodia, H., Mohameda, A., Farhoodneaa, M., Mohammadjafarib, M., 2013. An optimal radial basis function neural network for fault location in a distribution network with high penetration of DG units. *Measurement* 46 (9), 3319–3327.
- Zeineldin, H., Mohamed, Y.-R., Khadkikar, V., Pandi, V., 2013. A protection coordination index for evaluating distributed generation impacts on protection for meshed distribution. *IEEE Transaction Smartgrid*. 4 (3), 1523–1532.
- Zhiqin, H., Zhe, Z., Wei, C., Malik, O., Xianggen, Y., 2011. Wide-area backup protection algorithm based on fault component voltage distribution. *EEE Transactions on Power Delivery* 26 (4), 2752–2760.

